

N° d'ordre : /DSTU/2021



# MEMOIRE

Présenté

à



L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCCEN  
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 Amine TOUAHRI

---

**APPORT DE LA MODELISATION DANS L'ETUDE SPATIO-  
TEMPORELLE DES RESERVOIRS DU CAMBRO-ORDOVICIEN: CAS  
DES BASSINS de BERKINE-ILLIZI**

---

Soutenu le juillet 2021 devant les membres du jury :

Salamet MAHBOUBI MC (A), Univ. Tlemcen  
Abbas MAROK, Professeur, Univ. Tlemcen  
Kamar Eddine BENSEFIA, MA (A), Univ. Tlemcen

Président  
Encadreur  
Examineur

# TABLE DES MATIERES

	Pages
<b>REMERCIEMENTS</b>	4
<b>RESUME</b>	5
<b>ABSTRACT</b>	6
<b>ABREVIATIONS ET GLOSSAIRE</b>	7

## INTRODUCTION

<b>I. PROBLEMATIQUE</b>	8
<b>II. OBJECTIFS</b>	8
<b>III. METHODOLOGIE</b>	9
<b>A. Acquisition des données</b>	9
<b>B. Interprétation des données</b>	9
<b>IV. STRUCTURE DU MEMOIRE</b>	9

## Premier chapitre: CADRE GENERAL

<b>I. PRESENTATION DES BASSINS CONSIDERES</b>	11
<b>A. Cadre géographique</b>	11
1. Bassin de Berkine	11
2. Bassin d'Illizi	11
<b>B. Cadre géologique</b>	12
1. Bassin de Berkine	13
1.1. Série stratigraphique type	13
1.1.1. Le Paléozoïque	13
1.1.2. Le Mésozoïque	14
1.1.3. Le Cénozoïque	16
1.2. Aperçu tectonique	16
2. Bassin d'Illizi	17
2.1. Série stratigraphique type	17
2.1.1. Le Paléozoïque	17

2.1.2. Le Mésozoïque	18
2.1.3. Le Cénozoïque	19
2.2. Aperçu tectonique	20

Deuxième chapitre:  
**INTERPRETATION DES DONNEES SISMIQUES**

<b>I. INTRODUCTION</b>	21
<b>A. Interprétation des horizons et des accidents</b>	21
1. Interprétation des horizons	21
2. Interprétation des accidents	22
<b>B. Cartes en temps</b>	27
<b>C. Conversion temps-profondeur</b>	29
<b>D. Cartes en isobathes</b>	30
1. Carte isobathe au toit du socle	30
2. Carte isobathe au toit de l'Unité II (Cambrien)	31
3. Carte isobathe au toit de l'Unité III (Quartzites de Hamra)	31
4. Carte isobathe au toit de l'Unité IV (Ordovicien)	33

Troisième chapitre:  
**INTERPRETATION DES DONNEES DIAGRAPHIQUES ET  
 PETROPHYSIQUES**

<b>I. INTERPRETATION DES DONNEES DIAGRAPHIQUES</b>	34
<b>A. Rappel sur la stratigraphie du Cambro-Ordovicien</b>	34
<b>B. Découpage diagraphique du Cambro-Ordovicien</b>	35
1. Unité II	35
2. Unité III	35
2.1. Unité III-1	35
2.2. Unité III-2	36
2.3. Unité III-3	37
3. Unité IV	38
<b>C. Corrélations régionales</b>	39
1. Transects globalement Nord Sud	40
2. Transects globalement Est-Ouest	40
<b>D. Cartes en isopaques</b>	46
1. Carte en isopaque de l'Unité II	46
2. Carte en isopaque de l'Unité III	47

3. Carte en isopaque de l'Unité IV	48
4. Carte en isopaque du Cambro-Ordovicien	49
<b>II. INTERPRETATION DES DONNES PETROPHYSIQUES</b>	<b>50</b>
<b>A. Interprétation quantitative des diagraphies</b>	<b>50</b>
1. Signature diagraphique	50
2. Evolution du volume d'argiles	57
3. Estimation de la porosité effective	58
4. Calcul de la saturation en eau	62
5. Electrofaciès	63
<b>B. Synthèse des résultats par puits</b>	<b>70</b>
<b>C. Cartes des risques de dépôts (= Combined Risk Segments)(CRS)</b>	<b>72</b>
1. CRS de l'Unité II	72
2. CRS de l'Unité III	73
3. CRS de l'Unité IV	74

Quatrième chapitre:  
**COMBINAISON DES RESULTATS**

<b>I. INTRODUCTION</b>	<b>75</b>
<b>II. CARTES DE GDE (GROSS DEPOSITIONAL ENVIRONMENT)</b>	<b>75</b>
<b>A. Carte GDE de l'Unité II</b>	<b>75</b>
<b>B. Carte GDE Unité II-2</b>	<b>75</b>
1. Shoreline –Shelf de haute énergie	75
2. Shoreline –Shelf de basse énergie	75
<b>C. Carte GDE des Unités IV-1, IV-2 et IV3</b>	<b>77</b>
<b>III. MODELES DE SUBSURFACE DES VALLEES GLACIAIRES</b>	<b>80</b>
<b>IV. TRAKING DE L'UNITE IV PAR CARACTERISATION SISMIQUE</b>	<b>81</b>
<b>V. CONCLUSION</b>	<b>83</b>

**CONCLUSION GENERALE**

<b>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES</b>	<b>86</b>
<b>LISTE DES FIGURES</b>	<b>87</b>

## **REMERCIEMENTS**

## REMERCIEMENTS

Avant toute chose, je tiens à louer Allah, le bon Dieu pour le courage, la volonté, la patience et la force dont il m'a gratifié me permettant ainsi de mener ce modeste travail jusqu'à son terme.

Tout d'abord, je voudrais exprimer mes vifs remerciements à Madame **Salamet MAHBOUBI**, Maître de Conférences classe A d'avoir acceptée de présider le jury.

Par ce petit mot à mon encadreur, Monsieur **Abbas MAROK**, Professeur des Universités, je souhaite vous remercier très sincèrement du temps que vous m'avez accordé lors de la durée de préparation de mon mémoire. Votre disponibilité et votre écoute ont été une aide précieuse et je m'attacherai à les honorer. Je ne peux que vous adresser à nouveau, mes plus sincères remerciements.

Ma plus profonde gratitude à Monsieur **Kamar Eddine BENSFIA**, Maître Assistant Classe A de bien vouloir accepter de juger ce mémoire et apporter son avis et ses critiques.

Aussi, je tiens à remercier tout le personnel de la **SONATRACH EXPLORATION-PRODUCTION** pour leur amabilité, leur efficacité et leur constant dévouement.

Enfin, je ne peux finir cette page sans au moins citer ma famille, mes collègues et mes amis pour leur soutien moral et leur sollicitude.

## **RESUME**

## RESUME

Dans la présente étude, nous nous sommes intéressés à des thématiques nouvelles d'exploration «Deep-Target» qui seront appliquées sur les réservoirs du Cambro-Ordovicien des bassins de Berkine et d'Illizi (Province pétrolière orientale). Les données sismiques, diagraphiques et pétrophysiques des puits sont interprétées ici avec prudence.

Dans cette optique, l'interprétation des données sismiques, nous a permis d'établir des cartes en temps et un modèle de vitesse, qui sont transformés en cartes en isobathes et en isopaques. Ce résultat d'interprétation est complété par une corrélation entre les différents puits afin de confirmer l'évolution spatio-temporelle des différentes unités combro-ordoviciennes.

Par ailleurs, les résultats de l'interprétation des données pétrophysiques obtenus à partir des logs diagraphiques d'une part et des électrofaciès faciès d'autre part ont permis l'élaboration des cartes des risques de dépôts pour bien cerner les zones à potentiel pétrolier. Ces cartes calées ensuite par quelques données de carottes, nous ont permis pour la première fois d'avoir une idée sur la répartition spatiale des environnements de dépôts. Il s'agit là des cartes GDE (Gross Depositional Environnement).

Enfin, un focus sur le toit de l'Ordovicien et un essai de caractérisation sismique appliqué sur un cube sismique 3D ont montré fort bien la faisabilité de suivre les niveaux réservoirs capables de contenir des hydrocarbures.

**Mots-clés:** Deep-Target, Cambro-Ordovicien, Berkine, Illizi, Sismiques, Diagraphiques, Pétrophysiques, Isobathes, Isopaques, GDE, Hydrocarbures.

**ABSTRACT**

## ABSTRACT

In this study, we are interested in new exploration opportunities called "Deep-Target" exploration that will be applied to explore the Cambro-Ordovician reservoirs of the Berkine and Illizi basins (Eastern Oil Province). Seismic, logging and petrophysical data from wells will be used and interpreted.

From this perspective, the interpretation of the seismic data has enabled us to establish time maps and a velocity model, which are transformed into depth and thickness maps. This interpretation result is supplemented by a well correlation in order to confirm the spatio-temporal evolution of the different Cambro-Ordovician units.

In addition, the results of the interpretation of petrophysical data obtained from well logs on the one hand and facies electrofacies on the other hand made it possible to draw up deposit risk maps to clearly identify areas with hydrocarbon potential. These maps, then calibrated by some core data, allowed us for the first time to have an idea of the spatial distribution of deposit environments. These are called GDE (Gross Depositional Environment) maps.

Finally, a focus on the roof of the Ordovician and a seismic characterization test applied to a 3D seismic cube have clearly shown the feasibility of monitoring the reservoirs units can containing hydrocarbons.

**Key-words:** Deep-Target, Cambro-Ordovician, Berkine, Illizi, Siesmic, Logging, Petrophysics, depth map, thikness map, GDE, Hydrocarbon.

## **ABREVIATIONS ET GLOSSAIRE**

## **ABREVIATIONS ET GLOSSAIRE**

### **ABREVIATIONS**

TFT: Tin Fouyé Tabankort  
SEG-Y: Society of exploration geophysics file format  
GDE: Gross Depositional Environment  
DH : Discordance Hercynienne  
VSH : Volume Shale  
PHIE : Porosité  
Sw :Saturation Water  
GR : Gamma Ray  
NPHI : Neutron porosité  
DT : Sonic  
RHOB : Densité Neutron  
CGR : Gamma Ray from core  
CKH : Horizontal permability from core  
CPORH : Horizontal porosity from core

### **GLOSSAIRE**

Deep-Target : objectif profond qui nécessite de nouvelle technologie pour l'exploration  
Gidding: Méthode géostatistique qui se base sur le calcul de la moyenne entre deux points.  
Time to depth : conversion temps en profondeur.  
Outwash : plaine alluviale.

## **INTRODUCTION**

# INTRODUCTION

## I. PROBLEMATIQUE

En Algérie, l'intervalle stratigraphique du Cambro-ordovicien constitue un réservoir important, avec les grands champs d'huile et de gaz, à l'exemple de Hassi Messaoud, In Amenas et TFT (Tin Fouyé Tabankort). Dans le présent travail, l'architecture des bassins considérés (Berkine et d'Illizi), la continuité et les propriétés (e.g. pétrophysiques) dudit réservoir posent un problème réel pour les pétroliers.

Dans cette optique, les principales problématiques reposent sur:

-la définition et la reconnaissance de la nature des différents niveaux réservoirs préglaciaires du Cambrien supérieur et Ordovicien inférieur et moyen (i.e. Unités II et III), syn-glaciaires (Unité IV) et postglaciaires (Dalle M'Kratta);

-la distribution spatiale des corps gréseux réservoirs dépendant de certains facteurs, tels que la préservation différentielle des réservoirs préglaciaires (i.e. Unités II et III) par l'incision glaciaire fini-ordovicienne (surface d'érosion glaciaire à la base de l'Unité IV) et la répartition des réservoirs glaciogéniques au sein des vallées glaciaires tantôt autocyclique (i.e. développement au sein d'un cycle glaciaire inféodé à des processus sédimentaires) ou allocycliques (i.e. préservation différentielle liée à de possible multiples périodes glaciaires et incisions consécutives) au sein même de l'Unité IV.

C'est bien une nouvelle approche d'exploration dite «Deep-Target» qui sera entreprise ici.

## II. OBJECTIFS

Cette étude a pour objectif principal d'acquérir plus d'informations sur les réservoirs cambro-ordoviens dans les bassins de Berkine et d'Illizi. Les données sismiques, diagraphiques et pétrophysiques utilisés ici, nous amènent à:

-établir des cartes en isopaques et en isobathes pour l'ensemble du réservoir cambro-ordovicien;

-effectuer à travers les données diagraphiques des corrélations, afin de comprendre l'évolution spatio-temporelle du réservoir;

-quantifier les paramètres pétrophysiques;

-reconstruire l'architecture des systèmes de dépôt au cours de l'intervalle stratigraphique considéré;

-caractériser les paléovallées en subsurface.

### **III. METHODOLOGIE**

#### **A. Acquisition des données**

Dans le présent mémoire, les données utilisées proviennent de la Division Exploration (Sonatrach). Il s'agit de:

- cubes sismiques 3D de format SGY;
- lignes régionales 2D de format SGY;
- données des puits (la diagraphie et la pétrophysique). Ce sont des fichiers sous extension (.las) ou (.txt) et des tableaux Excel (.XLS);
- documents de synthèses.

Il convient de noter que les données acquises sont traitées avant leur exploitation.

#### **B. Interprétation des données**

Pour l'interprétation des données et la génération des cartes, plusieurs plateformes d'interprétation ont été utilisées. Ainsi, nous citons:

- DecisionSpace® 365 - Landmark Solutions de Haliburton pour la construction de Data Base et l'interprétation des données sismique 3D;
- Inter-well, et Petrel pour les corrélations entre les puits;
- EasyTrace™ pour l'interprétation des données pétrophysiques et la détermination des électrofaciès;
- ArcGIS pour la génération des cartes.

### **IV. STRUCTURE DU MEMOIRE**

Ce mémoire de Master en Géo-Ressources est organisé en quatre chapitres avec une introduction où nous avons exposé la problématique du sujet et les objectifs. A la fin, une conclusion générale est donnée pour cerner les zones perspectives et minimiser le risque d'exploration des différents réservoirs du Cambro-ordovicien.

Le premier chapitre comprend une présentation à la fois géographique et géologique des deux bassins, à savoir le bassin de Berkine et celui d'Illizi.

Le deuxième chapitre est réservé aux données sismiques. Ainsi, l'interprétation de quelques sections sismiques va nous permettre de dégager les principaux éléments structuraux et voir la continuité des horizons, de générer les cartes en temps et d'établir des cartes en isobathes et en isopaques.

Dans le troisième chapitre, l'interprétation des données diagraphiques et pétrophysiques, nous a permis d'effectuer des corrélations entre les différents puits et d'évaluer les caractéristiques pétrophysiques du réservoir cambro-ordovicien à travers : - l'estimation de la porosité, -le calcul du volume des argiles et de la saturation en eau et enfin la détermination des électrofaciès. La combinaison entre ces éléments va nous permettre de générer des cartes des risques de dépôts.

Enfin, le quatrième chapitre constitue une synthèse des résultats exposés dans les chapitres précédents. Il s'agit en réalité des cartes d'environnements de dépôts (cartes GDE : Gross Depositional Environment) élaborées pour plusieurs intervalles stratigraphiques.

Premier chapitre: **CADRE GENERAL**

# Premier chapitre: CADRE GENERAL

## I. PRESENTATION DES BASSINS CONSIDERES

### A. Cadre géographique

#### 1. Bassin de Berkine

Avec une superficie globale de 102 395 km<sup>2</sup>, le bassin de Berkine est situé au Sud-Est de la plate-forme saharienne, entre la latitude 29° et 33° Nord et la longitude 5° et 9° Est. 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'Amguid-El Biode-Hassi Messaoud (fig. 1). Ce bassin est subdivisé en trois zones pétrolières. Il s'agit de la dépression Sud-Est Triasique, la dépression de Dahar et la dépression de Berkine.

#### 2. Bassin d'Illizi

Situé au Sud de Berkine (fig. 1), le bassin d'Illizi s'étend sur superficie de 108 424 km<sup>2</sup>. Il est limité au Nord par le bassin de Ghadamès, au Sud par le bouclier du Hoggar dans la région du Tassili N'Ajers, à l'Est par le môle de Tihemboka et à l'Ouest par le môle d'Amguid-Messaoud.

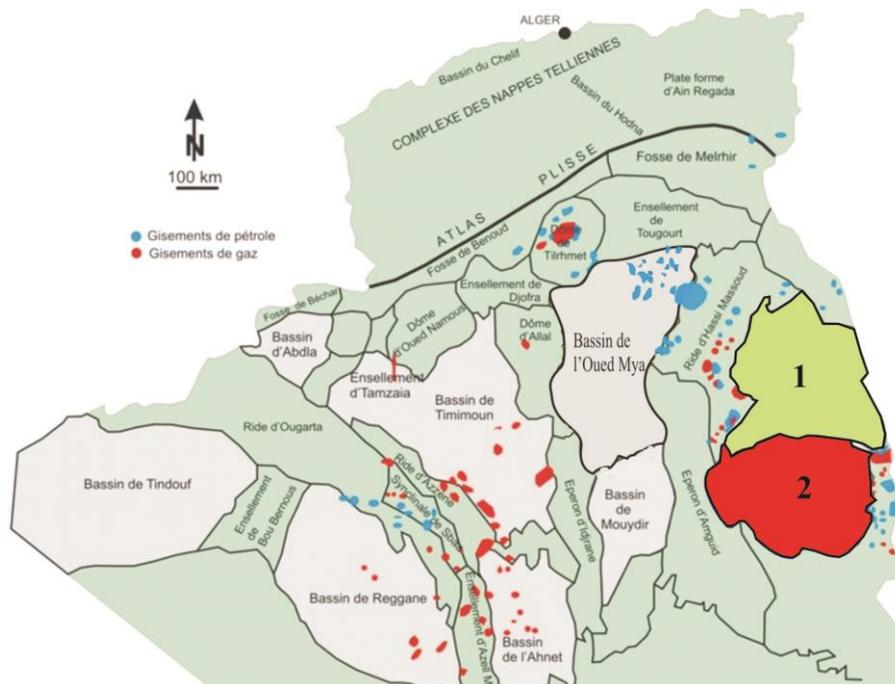


Fig. 1- Carte de situation des bassins considérés (d'après WEC, 2005, modifiée)  
1: Bassin de Berkine, 2: Bassin d'Illizi.

## B. Cadre géologique

Selon les travaux géologiques antérieurs (ALIEV *et al.*, 1971; BIJU-DUVAL *et al.*, 1971; BOUDJEMA, 1987; FABRE, 2005), les deux bassins étudiés font partie de la synclise d'Ilizi-Ghadamès (fig. 2) où la série sédimentaire paléozoïque montre une épaisseur comprise entre 2500 m et 3000 m (fig. 3).

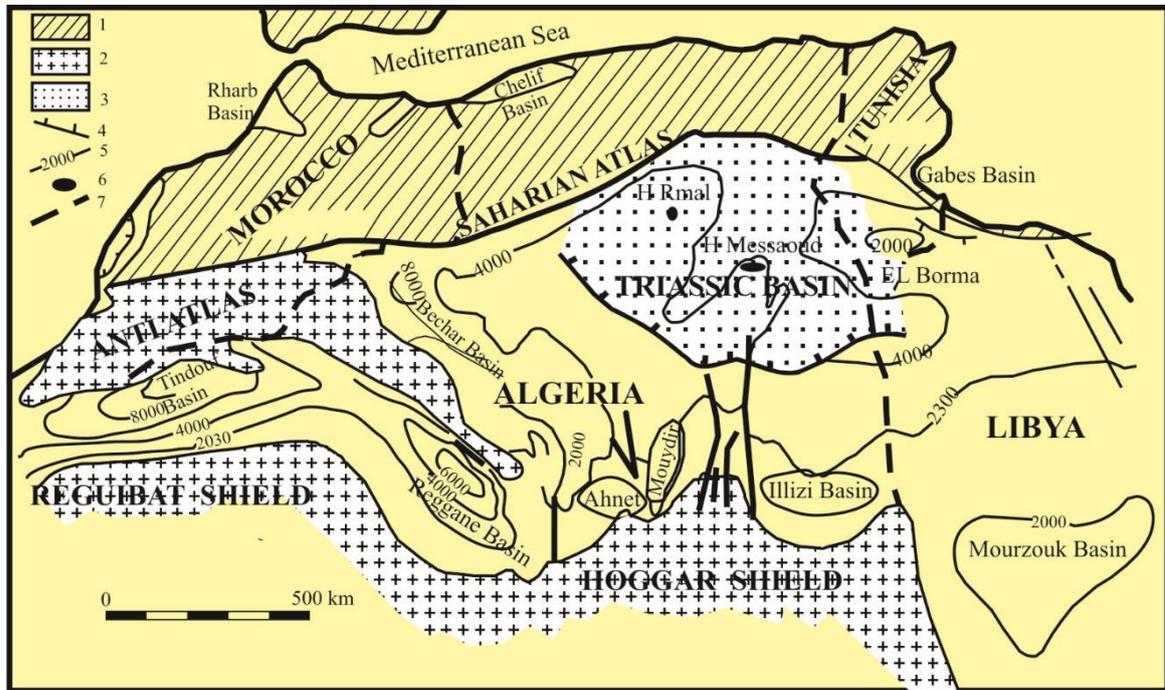


Fig. 2- Emplacement des bassins étudiés (Berkine et Illizi) à l'échelle de la plate-forme saharienne (*in* BOUDJAMA, 1987; modifiée).

1: chaîne alpine; 2: socle métamorphique; 3: sel triasique ; 4 : limite du sel triasique; 5: isobathes du socle en mètre; 7: frontière d'Etat.

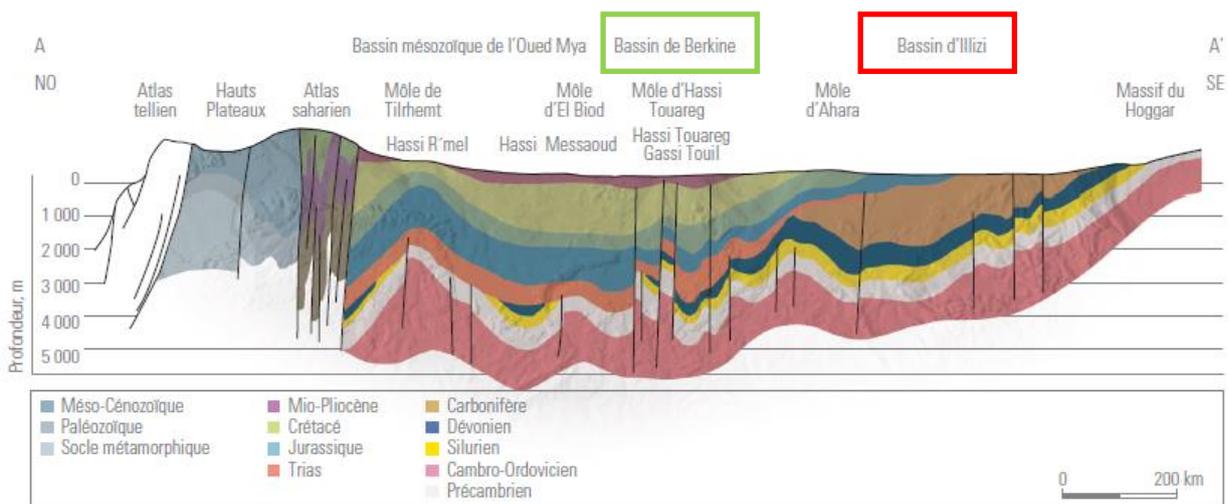


Fig. 3- Coupe géologique régionale montrant la structure des différents bassins de la plate-forme saharienne (d'après WEC, 2007).

## 1. Bassin de Berkine

### 1.1. Série stratigraphique type

A travers les données de terrain complétées par les forages, la série stratigraphique type du bassin de Berkine peut se résumer comme suit (fig. 4) :

#### 1.1.1. Le Paléozoïque

-Le Cambrien: Selon la terminologie des pétroliers, cet intervalle stratigraphique est subdivisé en quatre lithozones:

\**Lithozone R3*: grès à grains grossiers à litage oblique, admettant des conglomérats et des microconglomérats à la base;

\**Lithozone R2*: grès à grains moyens à grossiers, très argileux à passées d'argiles;

\**Lithozone Ra*: grès à grains fins à grossiers admettant des intercalations d'argilites;

\**Lithozone R1*: quartzitique avec des passées d'argiles et de silts contenant des tiglites.

-L'Ordovicien: essentiellement silico-clastique (grès et argiles), il comprend de bas en haut:

\**Les argiles d'El Gassi*: argiles noires bitumineuses;

\**Les grès d'El Atchane*: grès localement conglomératiques à passées de silts et d'argiles noires;

\**Les quartzites de Hamra*: ce sont des quartzites compacts admettant parfois quelques passées d'argiles;

\**Les grès de Ouargla*: grès à grains fins à moyens quartziques;

\**Les argiles d'Azzel*: argiles noires micacées;

\**Les grès d'Oued Saret*: grès argileux, quartzitiques, dolomitiques et micacés à intercalations d'argiles silteuses faiblement carbonatées;

\**Les argiles micro-conglomératiques*: argiles noires silteuses à nombreux galets de quartz;

\**Les grès de Ramade*: ce sont des grès quartzitiques à fines passées d'argiles à la base passant à des grès quartzitiques au sommet « Dalle de M'Kratta ».

-Le Silurien: il est constitué d'une succession lithostratigraphique suivante:

\**Les argiles à graptolites*: c'est des argiles de couleur gris à noire, parfois micacées, riches en graptolites. Le faciès est composé également de grains de quartz fins et quelques passées de grès;

\**Le Silurien argilo-gréseux*: il s'agit d'une alternance d'argiles grises silteuses, parfois carbonatées et des grès gris à gris-clairs, à grains fins à moyens bien classés.

-Le Dévonien: il est formé dans l'ordre ascendant par :

\**Grès du Gedinnien* (Dévonien inférieur): grès à grains fins à moyens, parfois grossiers. Ils passent parfois à des grès quartzitiques, avec des intercalations d'argiles;

\**Alternance argilo-gréseuse du Siegénien* (Dévonien inférieur): ce sont des argiles silteuses, feuilletées, micacées et des grès à grains très fins et à ciment argileux ;

\**Argiles du Emsien*: argiles silteuses, micacées à passées de grès à grains fins à moyens renfermant quelques traces de pyrite;

\**Alternance argilo-gréseuse d'âge Eifelien* (Dévonien inférieur): ces des argiles micacées, pyriteuse et des bancs de grès à grains fins à moyens;

\**Alternance argilo-gréseuse du Givétien* (Dévonien moyen): c'est une alternance de calcaires et d'argiles noires à gris- noires, silteuses, micacées à aspect feuilleté ;

\**Alternance argilo-carbonatée du Frasnien* (Dévonien supérieur): il s'agit d'une alternance d'argiles noires à brunes, feuilletées et de calcaires argileux et gréseux;

\**Argiles d'âge Famennien* (Dévonien supérieur): c'est des argiles finement silteuses, micacées à aspect feuilleté admettant des passées gréseuses et des calcaires blancs;

\**Argiles du Strunien* (passage Dévonien-Carbonifère): elles se distinguent par un faciès argileux silteux, micacés et des grès à grains fins à ciment siliceux, parfois argileux.

Le Carbonifère: il est formé d'une première alternance de grès siliceux, quartzitiques et d'argiles noires silteuses et micacées surmontée par une seconde alternance ayant les mêmes caractéristiques lithologiques. Cet ensemble est suivi par le dépôt d'un faciès argileux et carbonaté par endroits admettant des bancs de grès à grains très fins, parfois glauconieux. La série sédimentaire du Carbonifère se termine par des grès à passées d'argiles, de calcaires, de gypses et des bancs d'anhydrites.

### 1.1.2. Le Mésozoïque

-Le Trias: d'après les données de sub-surface, cet intervalle se distingue par la présence de quatre membres lithologiques:

\**Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)*: il est représenté le plus souvent par une alternance de grès à grains fins à moyens et d'argiles silteuses, micacées admettant des passées de siltstones;

\**Le Trias Argilo-Carbonaté (TAC)*: Il est constitué d'argiles silteuses à passées de calcaires et de dolomies argileuses;

\**Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)*: ce sont généralement des grès à grains fins à grossiers et des passées d'argiles silteuses;

\**Le Trias S4*: le faciès correspond à une alternance de sels et d'argiles.

-Le Jurassique: lithostratigraphiquement, cet intervalle chronologique est représenté par la série suivante:

\**Le Jurassique inférieur (= Lias)*: globalement, il est constitué d'un faciès argilo-salifère. Avec à la base les dépôts des niveaux salifères « S3, S1, S2 » et l'horizon « B » surmontés par le sels translucides et des intercalations d'argiles salières. Cette série du Jurassique inférieur se termine par une alternance d'anhydrites massives, de sels translucides et d'argiles;

\**Le Jurassique moyen (= Dogger)*: il est constitué d'argiles silteuses et carbonatées. Notons la présence des intercalations de grès et des calcaires argileux surmontées par des argiles;

\*Le Jurassique supérieur (= Malm): dans son ensemble, le Jurassique supérieur est formé d'une alternance d'argiles versicolores, dolomitiques, de calcaires et de grès à ciment argileux.

Age	Lithologie	Description sommaire
MIO-PLIOCENE		Sables et des passées d'argiles sableuses.
CRETACE	SENONIEN	Calcaires et dolomies (Ep. 200 à 305 m). Anhydrites avec des intercalations d'argiles (Ep. 86 à 224 m). Alternance de calcaires, parfois dolomitiques, de dolomies, d'anhydrites blanches et d'argiles (Ep. 85 à 250 m).
	TURONIEN	Calcaires à passées marneuses (Ep. 60 à 132 m).
	CENOMANIEN	Alternance d'argiles, d'anhydrites, de sels et de calcaires (Ep. 187 à 236 m).
	ALBIEN	Grès (Ep. moy: 675m).
	APTIEN BARREMIEN NEOCOMIEN	
	MALM	
JURASSIQUE	DOGGER	Argiles admettant des intercalation de grès et de calcaires argileux (Ep. 75 à 163 m).
	LIAS	Calcaires à passées d'argiles et de dolomie (Horizon B) (Ep. 20 à 25 m).
		Sels massifs à intercalation d'anhydrites et d'argiles (Ep. moy: 525m).
		Trias Argilo-gréseux supérieur (TAGS) (Ep. moy: 50 m) Trias Argilo Carbonaté. (Ep moy: 60 à 145 m). Trias Argilo-Gréseux Inferieur TAGI (Ep. moy: 75 m).
TRIAS	Alternance de grès gris-clairs, à grains fins, siliceux, quartzitique et d'argiles noires silteuses et micacées Series (A, B et C).	
CARBONIFERE	Argiles silteuses, micacées et grès à grains fins à ciment siliceux, parfois argileux	
DEVONIEN	Argiles admettant des passées gréseuses et des calcaires blancs.	
	Alternance d'argiles et des calcaires argileux et gréseux.	
	Alternance de calcaires et d'argiles.	
	Alternance d'argiles, de grès et d'Argiles silteuses.	
	Alternance d'argiles et des grès.	
	Grès.	
SILURIEN	Argiles à Graptolites. (Ep. moy: 800 m).	
	Alternance d'argiles.	
ORDOVICIEN	Les argiles micro-conglomératiques. Grès d'Oued Saret. Argiles d'Azzel.	
	Grès d'Ouargla: Grès quartzitiques et argileux	
	Quartzite de Hamra	
	Grès d'El Atchane	
	Argiles d'El Gassi	
CAMBRIEN	R zones: Grès.	
PRECAMBRIEN	SOCLE.	

Legende

- SELS
- Anhydrites
- Calcaires
- Argiles
- Grès

Fig. 4- Série stratigraphique type du bassin de Berkine (d'après YAHY et al., 2001, modifiée).

-Le Crétacé: nous distinguons dans l'ordre ascendant:

\**Le Crétacé inférieur*: au-dessus des grès, des intercalations des argiles carbonatées, des calcaires argileux, des argiles et des grès à ciment carbonaté du Néocomien viennent les dépôts essentiellement gréseux du Barrémien. L'ensemble se termine par une épaisse série carbonatée à passées d'argiles rapportée à l'Aptien-Albien;

\**Le Crétacé supérieur*: il débute par une alternance d'argiles, d'anhydrites, de sels et de calcaires (Cénomanien) suivi par des calcaires argileux à passées marneuses (Turonien) auxquels font suite les faciès salifères et carbonatés du Sénonien.

### 1.1.3. Le Cénozoïque

\**Le Mio-Pliocène* : il s'agit de sables à grains moyens à grossiers, avec des passées de grès à ciment carbonaté. Notons la présence d'argiles rouges-briques sableuses.

\**Le Quaternaire* : ce sont généralement des sables.

### 1.2. Aperçu tectonique

D'après les travaux de BOUDJEMA (1987), le bassin de Berkine est l'héritage de plusieurs phases tectoniques (fig. 5) dont les principales sont la phase compressive hercynienne et l'événement distensif du Trias-Lias. Ce dernier a engendré un système en horsts et grabens. La reprise en compression de la période autrichienne a définitivement scellé les morphologies structurales et remodelé les pièges à huile et gaz. Les orientations des structures suivent la direction des failles majeures NE-SO, auxquelles elles sont greffées. La phase compressive hercynienne se traduit par l'érosion des formations paléozoïques d'Est en Ouest. Dans le bassin de Berkine, les structures sont affectées par le jeu combiné des phases tectoniques calédonienne et hercynienne, se traduisant par des failles principales d'orientation NE-SO. A noter que le pendage régional des formations paléozoïques est vers le Sud et elles sont érodées progressivement vers le Nord, tandis que les formations post-hercyniennes (mésocénozoïques) remontent vers l'Est.

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF	N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60
	PALEOGENE EOCENE	TERTIAIRE ALPIN MOYEN EOCENE N.160	N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE		Jeu en invers sur les accidents NO.90
	JURASSIQUE	(ALPINPRECOCE)	N.O.90	
	TRIAS			
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNENNE TARDIVE	N.120	Jeu en invers sur les failles NW-SE
	VISIEN	PHASE HERCYNENNE PRECOCE	N.O.40	Jeu en invers sur les failles NE-SE
		Superieur	PHASE FRANSIEN	NW-SE
	Moyen			
	Inferieur	PHASE		
	SILURIEN			
ORDOVICIEN	CALEDONIENNE	E.W ?		
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINNE TARDIVE	E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonsation du sahara central)	

Fig. 5- Effets principales des phases tectoniques dans le bassin de Berkine. (d'après BOUDJEMA, 1987).

## 2. Bassin d'Illizi

### 2.1. Série stratigraphique type

Dans le bassin d'Illizi, et à partir des données de sub-surface, la série stratigraphique type correspond à une épaisse série essentiellement détritique allant du Cambrien au Paléogène.

#### 2.1.1. Le Paléozoïque

Reposant en discordance sur un socle métamorphique précambrien, la série sédimentaire paléozoïque dite tassilienne constitue le principal réservoir pétrolier. Elle comprend de bas en haut (fig. 6):

-Le Cambrien: il est représenté par l'Unité II (Formation Ajjers des pétroliers). Ce sont des grès quartzitiques à passées d'argiles de couleur grise sombre à noire, localement verdâtre, silteuses et micacées. Notons également la présence de niveaux centimétriques de conglomérats et de la bioturbations (tigilites);

-L'Ordovicien: il comprend 5 unités lithologiques (Unité III-1 à Unité IV-3). De bas en haut, nous distinguons des argiles légèrement silteuses avec des intercalations de grès et de quartzitiques. Elles sont suivies par des grès siliceux à silico-quartzitique, bien consolidés admettant des passées d'argiles;

-Le Silurien: Au dessus des argiles noires à Graptolites, équivalent de la formation de l'Oued Imirhou dans les Tassili N'Ajjers, se reposent 5 unités lithologiques (Unités: M1, M2, A, B1 et B2) formées de grès consolidés à passées d'argiles, grès argileux et silto-sableuse (unités M1 et M2: Formation de Méderba). Cette formation est surmontée essentiellement par des grès, avec des passées d'argiles (unités A, B1 et B2: Formation de l'Oued Tifist)(JARDINE & YAPAUDJIAN,1968). Notons la présence à ce niveau stratigraphique l'existence d'une partie du réservoir F6 qui marque le passage Silurien – Dévonien et qui correspond à la formation dite Atafaitafa.

-Le Dévonien: avec la présence de 3 réservoirs (F6, F4 et F2), la lithostratigraphie de cet étage comprend de bas en haut:

\**Dévonien inférieur et moyen*: c'est les unités C1, C2, C3 et les argiles correspondant aux formations des Oued Karkai, Oued Samene et Orsine. Il s'agit essentiellement d'un ensemble argilo-gréseux, avec la présence parfois de passées d'argiles. Au sommet, une série argileuse noire, indurée, silteuse et micacée vient terminer la série sédimentaire;

\**Dévonien supérieur*: il est constitué des argiles frasniennes surmontées par les grès à passées d'argiles et qui forment le réservoir F2.

-Le Carbonifère: il est formé de :

\**unité A du Tournaisien*: argiles indurées, silteuses et micacées avec des passées de grès consolidés

\*unités B et C du Viséen: argiles tendres à indurées, silteuses et micacée avec des intercalations de bancs de grès et parfois de carbonates;

\*unités D et E du Namurien à Westphalien: elles sont représentées par des alternances grés-argileuses, par des argiles à passées de calcaires argileux à dolomitique et anhydrites et enfin par des dolomies et calcaires à passées d'argiles.

Chronostratigraphy	Lithostratigraphy	
Carboniferous	D	
	C	
	B	
	A	
Upper Devonian	F2 Reservoir	
	Shales	
Lower & middle Devonian	F4 Reservoir	
	Shales	
	F6	Unit C3
		Unit C2
		Unit C1
		Unit B1-B2
Silurian	Unit A	
	Unit M2	
	Unit M1	
	Silurian shales	
Ordovician	IV	Unit IV-3
		Unit IV-2
	Unit III-3	
	Unit III-2	
	Unit III-1	
Cambrian	Unit II	
Pre-Cambrian	Panafrican Basement	

Fig. 6- La série stratigraphique type du Paléozoïque et les réservoirs associés (d'après Document interne Sonatrach/Total, modifié).

### 2.1.2. Le Mésozoïque

Pour cet intervalle chronologique, nous nous sommes basés sur la subdivision lithostratigraphique de la SONATRACH. Ainsi, nous avons relevé la succession suivante (fig. 7):

-Le Trias: il correspond à la formation géologique de Zarzaitine inférieur: Ce des argiles silto-sableuses, tendres à des intercalations de grès;

-Le Jurassique: il comprend une épaisse série formée de la formation Zarzaitine moyen (généralement des argiles à passées de carbonates et de grès) suivie de celle Zarzaitine supérieur (argiles silteuses à silto-sableuse avec intercalations de sables et de grès). Vers le haut, la série est représentée par la formation de Taouratine inférieur (sables admettant des passées d'argiles et bancs de grès);

-Le Crétacé: il est subdivisé en:

\*Crétacé inférieur: cette partie chronologique du Crétacé est constitué essentiellement des formations de Taouratine moyen et supérieur (faciès dolomiques et grés-argileux).

\*Crétacé supérieur: il débute par la formation d'In Akamil et il se caractérise généralement par les dépôts de carbonates et d'argiles gypseux.

### 2.1.3. Le Cénozoïque

Il est constitué de faciès grés-argileux.

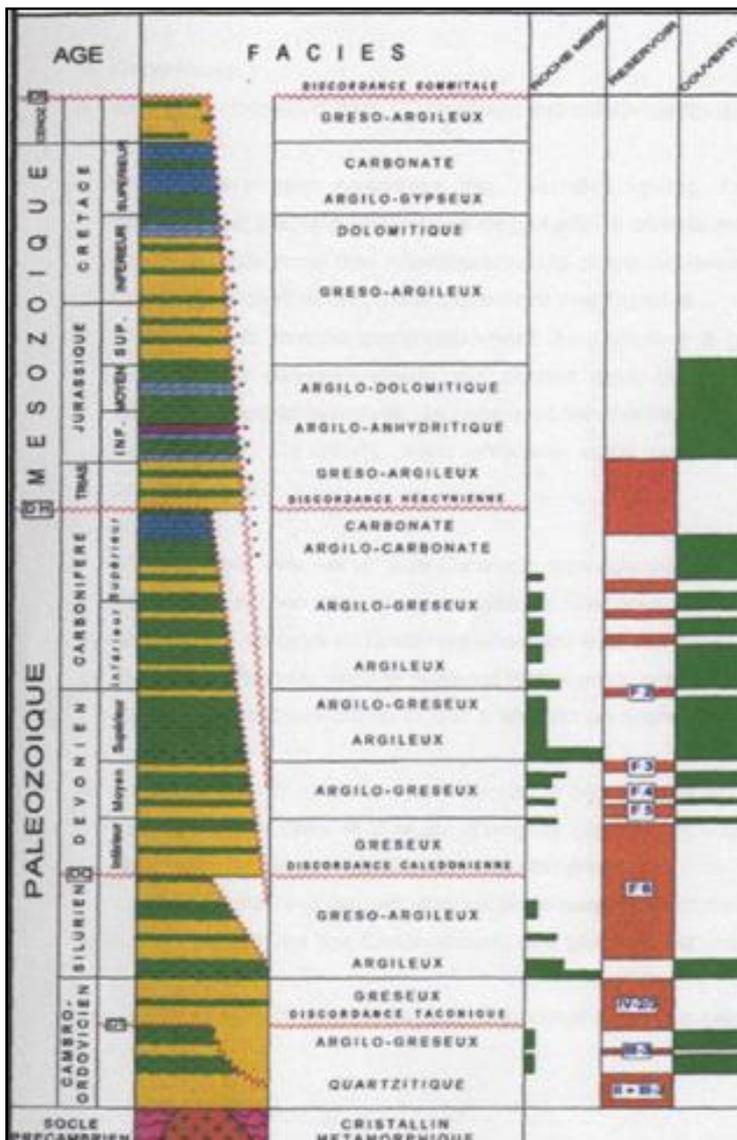


Fig. 7- La série stratigraphique type du bassin d'Ilizi (d'après Document interne de Sonatrach/Total ).

## 2.2. Aperçu tectonique

Le bassin d'Ilizi constitue une réponse à plusieurs phases tectoniques qui peuvent être résumées comme suit:

-Phase panafricaine (PréCambrien terminal-Cambrien inférieur): c'est la naissance de la chaîne panafricaine suite à la collision du paléocontinent de l'Ahaggar contre le craton Ouest-africain;

-Phase taconique (Ordovicien supérieur-Silurien): cette phase accompagnée de glaciations et d'érosion glaciaire va façonner les bassins sahariens, en particulier méridionaux;

-Phase calédonienne (Silurien supérieur -Dévonien inférieur): elle est observée dans le môle d'Ahara et le haut fond de Tihemboka;

-Phase frasnienne (Dévonien supérieur): elle est considérée comme une phase calédonienne tardive. Il s'agit d'une phase qui se traduit par un non dépôt de sédiments et une érosion profonde au niveau du môle d'Ahara;

-Phase hercynienne (Carbonifère-Permien): cette phase se distingue par deux phases tectoniques majeures. Elle est suivie respectivement par la phase autrichienne du Crétacé inférieur (Aptien) et la phase pyrénéenne du Crétacé supérieur au Tertiaire (Eocène-Oligocène).

En somme, les phases compressives et distensives enregistrées, se traduisent par des discordances ou des discontinuités sédimentaires (ALIEV et *al.*, 1971; BEICIP 1975; BOUDJEMA, 1987).

Deuxième chapitre:  
**INTERPRETATION DES DONNEES SISMIQUES**

Deuxième chapitre:  
**INTERPRETATION DES DONNEES SISMIQUES**

## **I. INTRODUCTION**

Sur toutes les sections sismiques étudiées, et malgré les problèmes rencontrés pour relier les lignes sismiques, cinq (5) horizons seront interprétés ici. Il s'agit du Top socle, Top Cambrien, Top de l'unité III (Quartzite de Hamra) et le toit de l'Ordovicien. Ces horizons sont calés selon les données des puits existants.

Il convient de noter que la discordance dite hercynienne sera également interprétée, car elle tronque parfois l'Ordovicien et représente événement important en relation avec le soulèvement et l'érosion post-ordovicien.

### **A. Interprétation des horizons et des accidents**

#### **1. Interprétation des horizons**

Sur les sections sismiques étudiées, la discordance hercynienne reste la plus prononcée. Elle se présente généralement sous la forme d'un changement net de pendage, avec des réflexions sous-jacentes tronquées. En ce qui concerne l'interprétation des horizons, nous avons relevé de haut en bas, les résultats suivants:

-le toit de l'Ordovicien est fréquemment distingué par une réflexion de grande amplitude dérivant de l'impédance acoustique, avec les " Hot shale " du Silurien qui le recouvrent. Les variations de faciès latéraux font que la forte réflexion n'est pas toujours présente. Dans ce cas, les liens entre les puits sont très importants pour cartographier l'étendue de l'Ordovicien supérieur;

-le top de la formation des «Quartzites de Hamra» se caractérise par une réflexion forte, mais il était difficile de la cartographier avec confiance loin des puits en raison de des variations d'épaisseur qui ont fait que cette formation se situe sous la résolution sismique;

-le Cambrien supérieur a souvent une bonne réflexion forte, sous laquelle la sismique présente un caractère uniforme et continu. C'est l'une des surfaces les plus cartographiées.

-enfin, le socle est caractérisé comme étant la réflexion la plus basse séparant les réflexions sismiques relativement bien représentées au-dessus des réflexions sismiques incohérentes, situées en dessous. Cependant, il reste impossible de le cartographier dans certaines zones, en raison de l'incertitude,

## 2. Interprétation des accidents

Pour les deux bassins étudiés, les données sismiques nous ont permis d'identifier une série d'accidents (fig. 8). Certains sont confinés à la période pré-hercynienne tandis que d'autres tronquent la discordance hercynienne, avec une direction N 40°.

Notons que les accidents pré-hercyniens apparaissent comme des failles normales ou comme des structures florales sur la sismique. Les variations d'épaisseur entre les failles observées çà et là sont liées à une composante de mouvement de glissement.

Sur le plan pétrolier, il y a un potentiel considérable pour la formation de pièges à hydrocarbures le long des failles identifiés dans les bassins de Berkine et d'Ilizi.

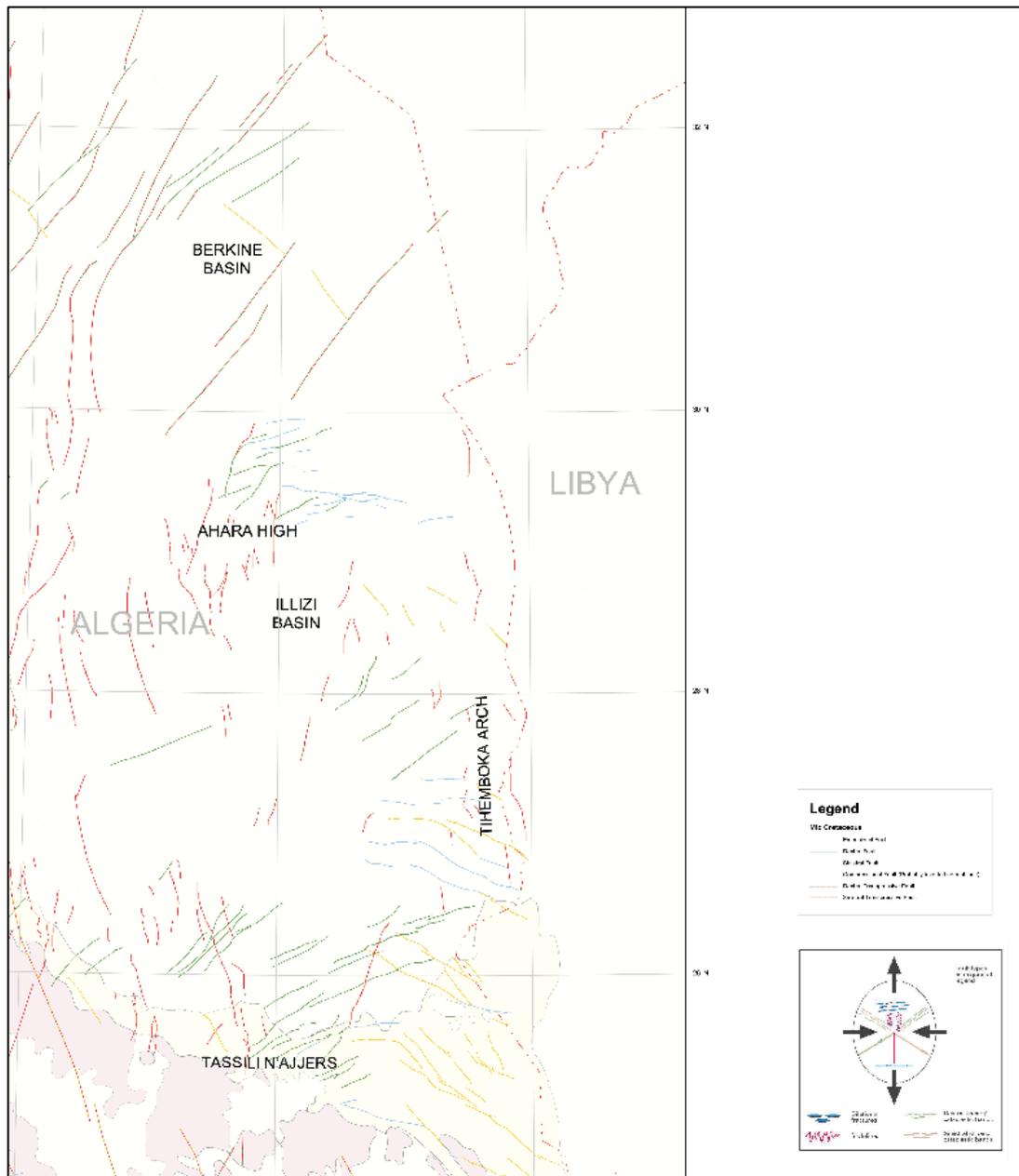


Fig. 8- Carte de des failles majeures dans les deux bassins considérés (Berkine et Illizi).

En conclusion, l'interprétation des horizons et des failles donne une image structurale de sub-surface dans les deux bassins, comme le présente les sections sismiques (figs. 9 et 10). Cette représentation donne une idée sur les types des pièges et les chemins de migration des hydrocarbures. Cette image est représentative, notamment sur l'objectif pétrolier, son étendu et les variations d'épaisseurs.

D'autre part, l'interprétation sismique nous a permis d'observer la relation existante entre la discordance hercynienne et la succession cambro-ordovicienne. Nous avons pu également mettre en évidence la présence des plissements, des paléovallées et des structures diapiriques.

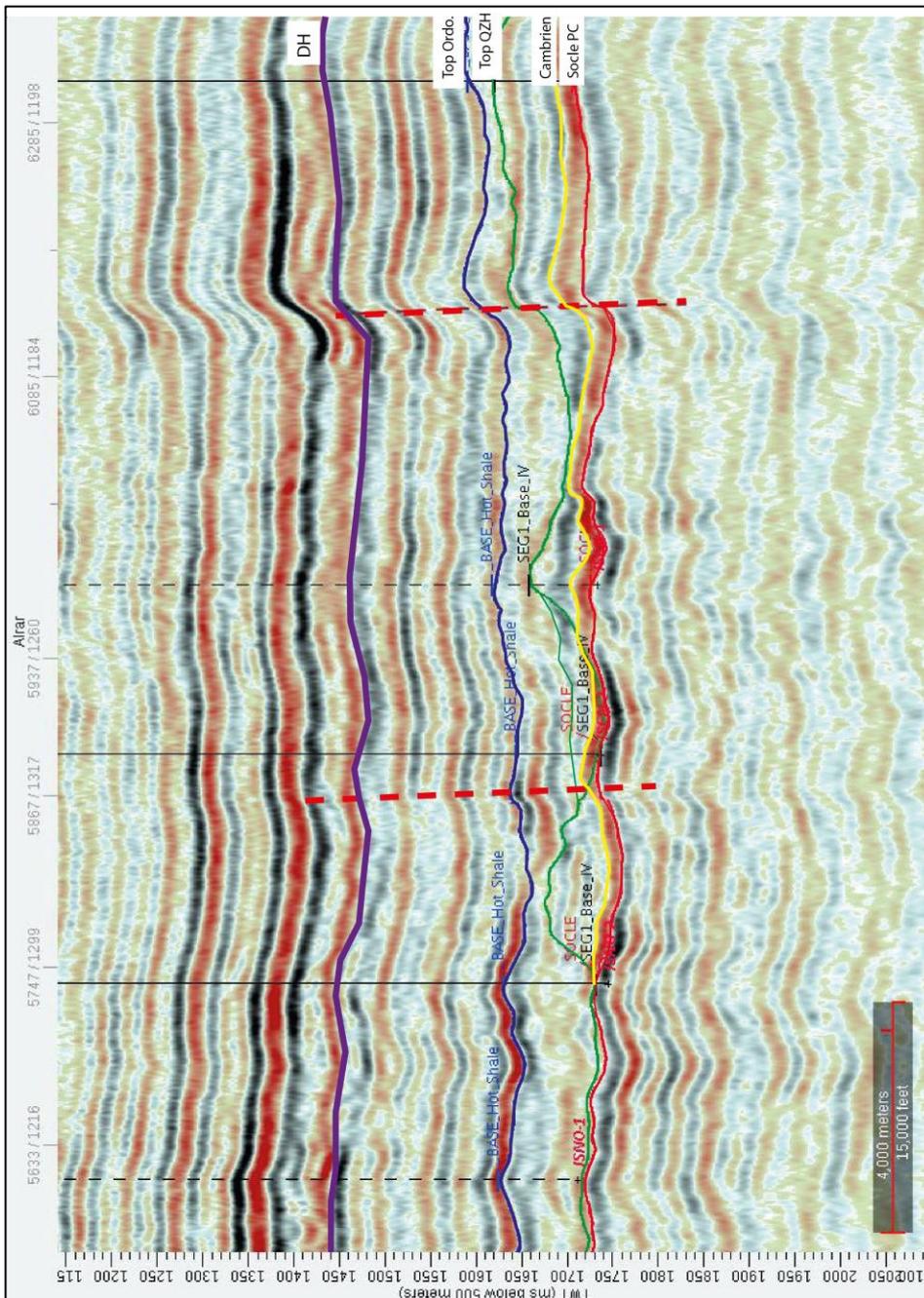


Fig. 9- Interprété de la section sismique (horizons + failles).

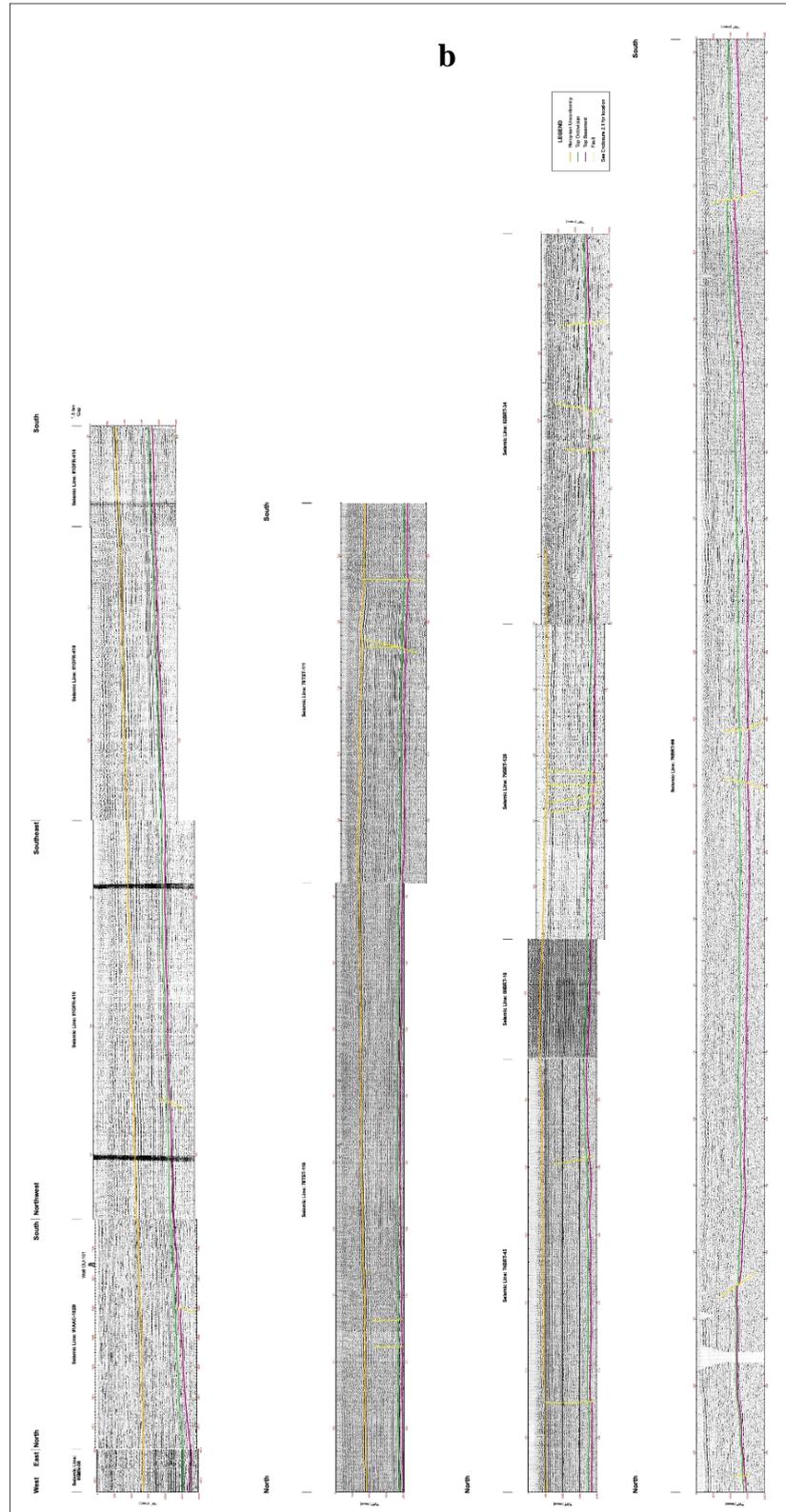
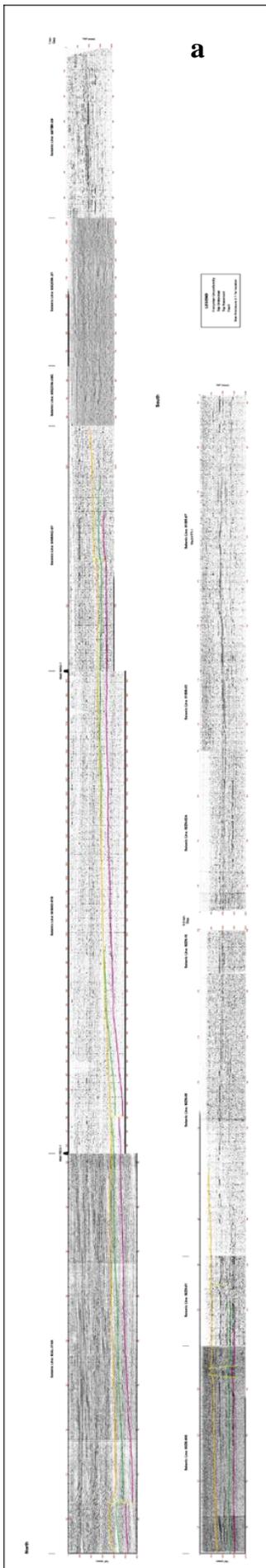


Fig. 10- Sections sismiques. (a) Nord-Sud, (b,c,d,e,f) Est-Ouest.





## B. Cartes en temps

Le Gidding des horizons interprétés a fait ressortir les cartes en TWT (two-way time) données en temps (ms). Considérée comme la clé de la modélisation structurale, cette étape nous a permis d'obtenir des cartes montrant la variation des vitesses en double temps, d'où les ondes pour chaque des horizons se ralentissent vers le Nord, particulièrement au centre de bassin de Berkine (figs. 11-14).

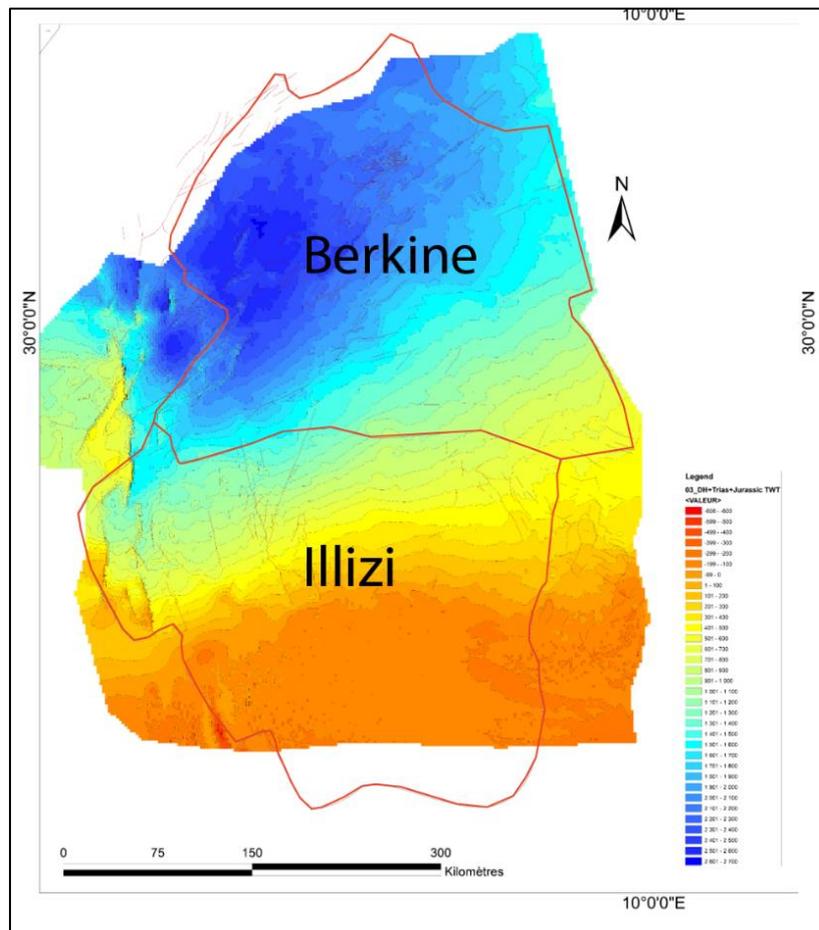


Fig. 11. Carte isochrone au toit de la DH (Discordance Hercynienne).

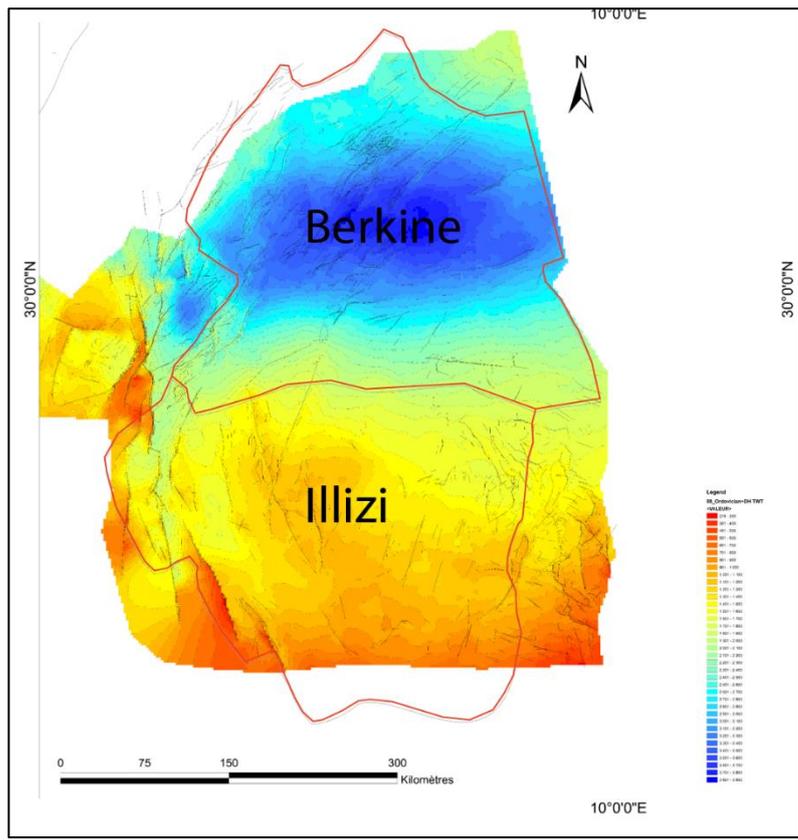


Fig. 12- Carte isochrone au toit de l'Ordovicien.

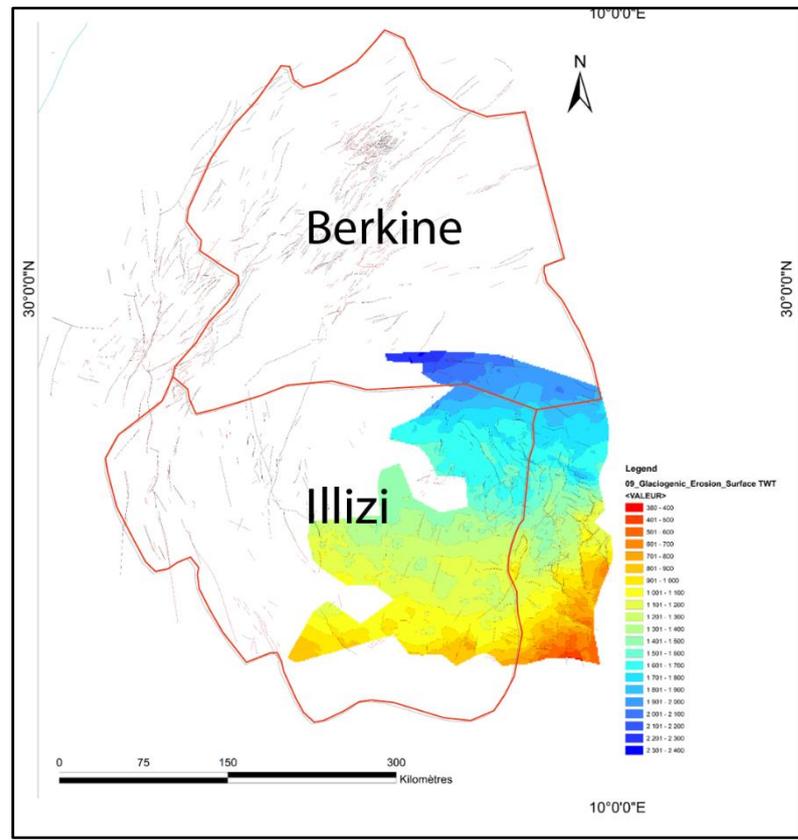


Fig. 13- Carte isochrone au toit du Cambrien.

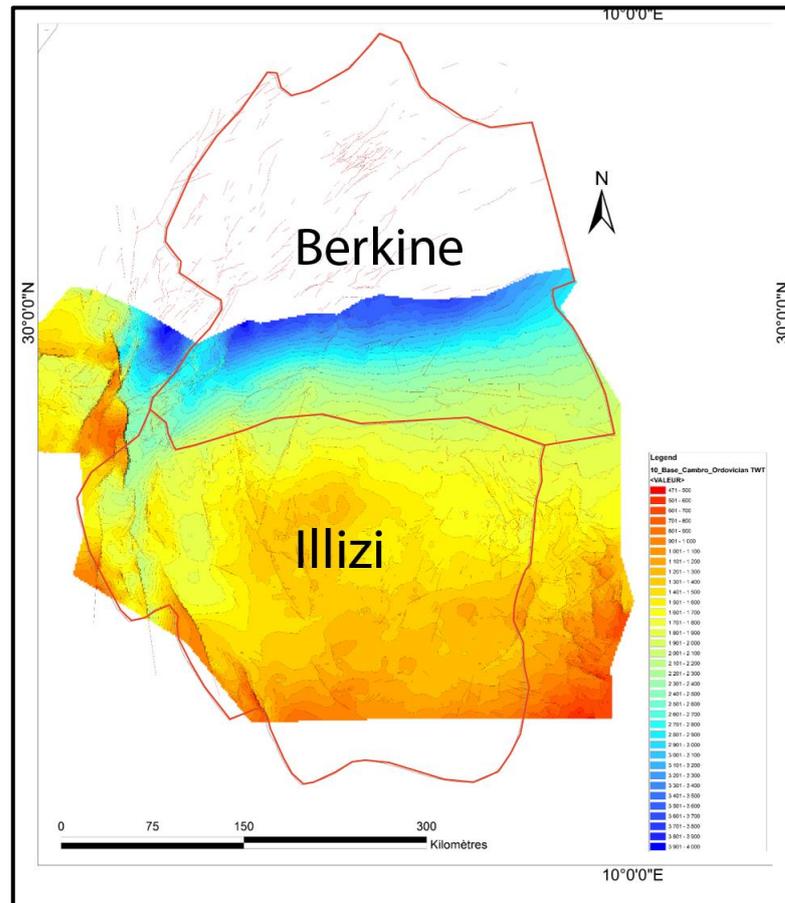


Fig 14- Carte isochrone au toit du socle.

### C. Conversion temps-profondeur

Pour la conversion temps-profondeur, des cubes sismiques et des lignes ont été construits sur Openworks® DecisionSpace Desktop (fig. 15). Ainsi, toute l'information en lien avec la profondeur a été prise en compte pour la construction des modèles de vitesses.

Dans notre cas Les lois Time to Depth construites dans Interwell, sont comme suits :

- Pour le cambrien unité II-socle : la profondeur =  $1,11617 \text{ DT} + 26,6937$  ;
- Pour l'ordovicien unité III-3 - unité II : la profondeur =  $1,50295 \text{ DT} / 15,1921$  ;
- Pour l'ordovicien unité IV-2 III-3: la profondeur =  $2,90613 \text{ DT} - 86,413$  ; et
- Pour l'ordovicien unité IV-3-IV2: la profondeur =  $21,8489 e^{0,0024108 \text{ DT}}$

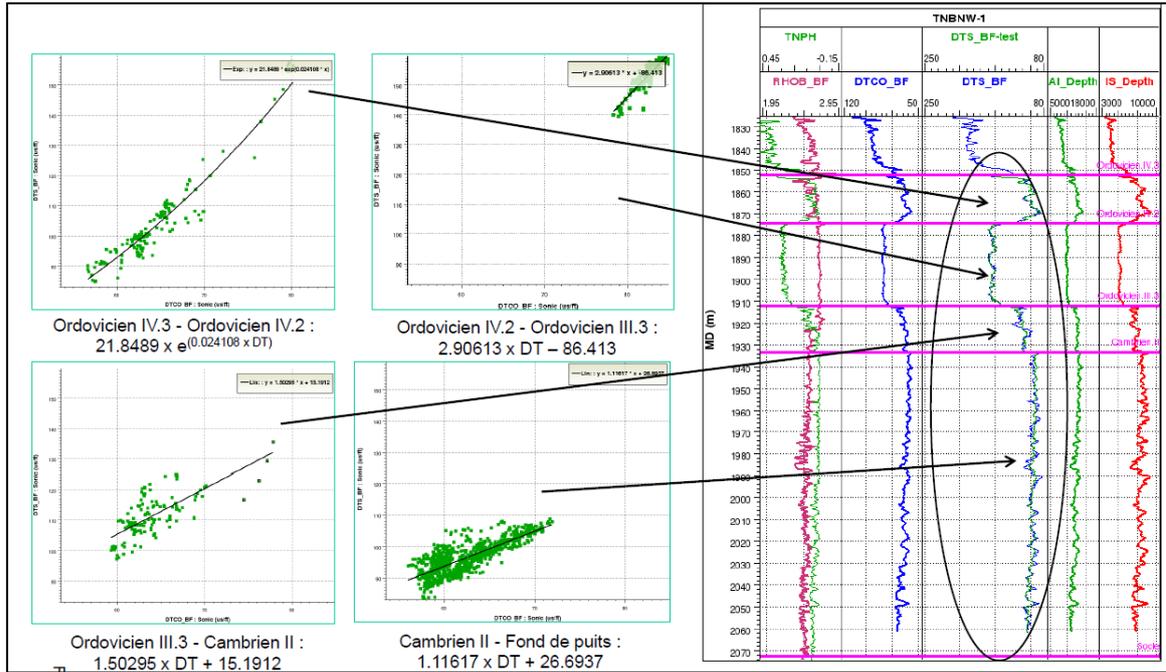


Fig. 15- Conversion temps-profondeur.

## D. Cartes en isobathes

Après la conversion des données sismiques en profondeur, les horizons vont se convertir en top géologique, et vont être Grider afin de générer les cartes en isobathes.

Dans cette optique, les cartes en isobathes générées directement par la loi des vitesses, sont les cartes au toit des horizons interprétés. Il s'agit des cartes:

### 1. Carte isobathe au toit du socle

La lecture de cette carte montre clairement l'approfondissement du top socle vers le Nord et au centre de bassin de Berkine. Au niveau du bassin d'Illizi, les profondeurs variant entre 1400 m au Sud dans le bassin d'Illizi jusqu'à 7000 à 7200 m vers le Nord au centre de bassin de Berkine (fig. 16).

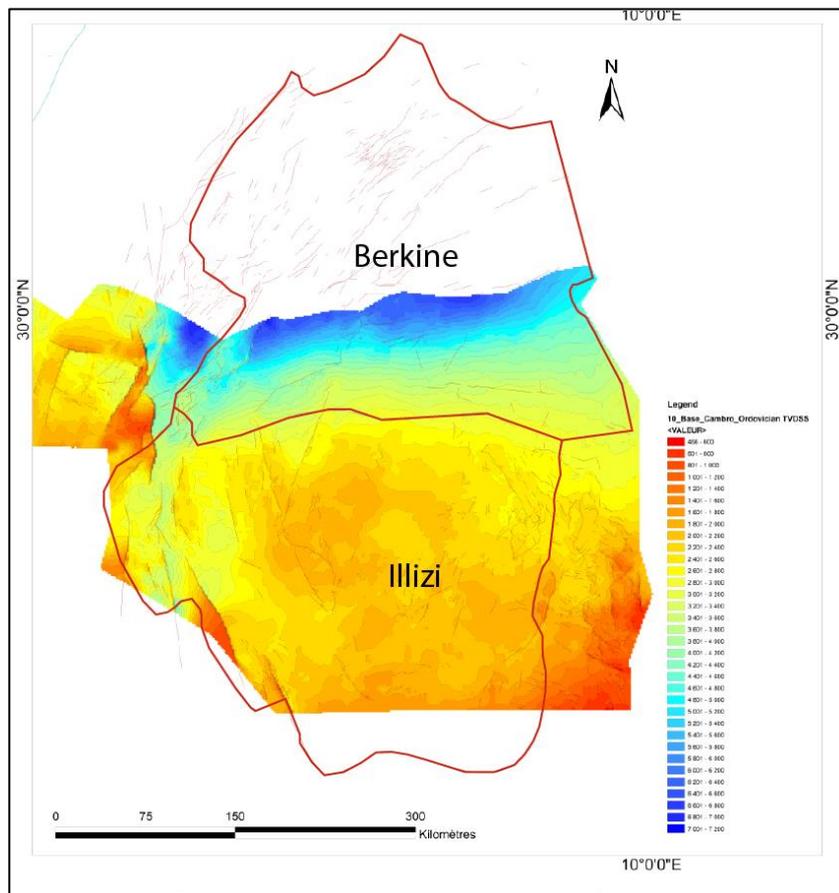


Fig. 16- Carte isobathe au toi du socle.

## 2. Carte isobathe au toit de l'Unité II (Cambrien)

Le cambrien présente un intérêt pétrolier dans le bassin de Illizi, il peut atteindre jusqu'à 2400 m de profondeur. Vers le Nord, il va jusqu'à 6000 m à Berkine (fig. 17).

## 3. Carte isobathe au toit de l'Unité III (Quartzites de Hamra)

Pour cette formation dite «Quartzites de Hamra» de l'Ordovicien, les profondeurs importantes sont observées au centre du bassin de Berkine, entre 4500 et 6000 m. Par contre, dans le bassin d'Illizi, les profondeurs sont moins importantes (entre 1800 et 2700 m). En raison des jeux des accidents (contrôle tectonique probable), ces profondeurs peuvent atteindre parfois 3300 m à l'Est du bassin (fig. 18).

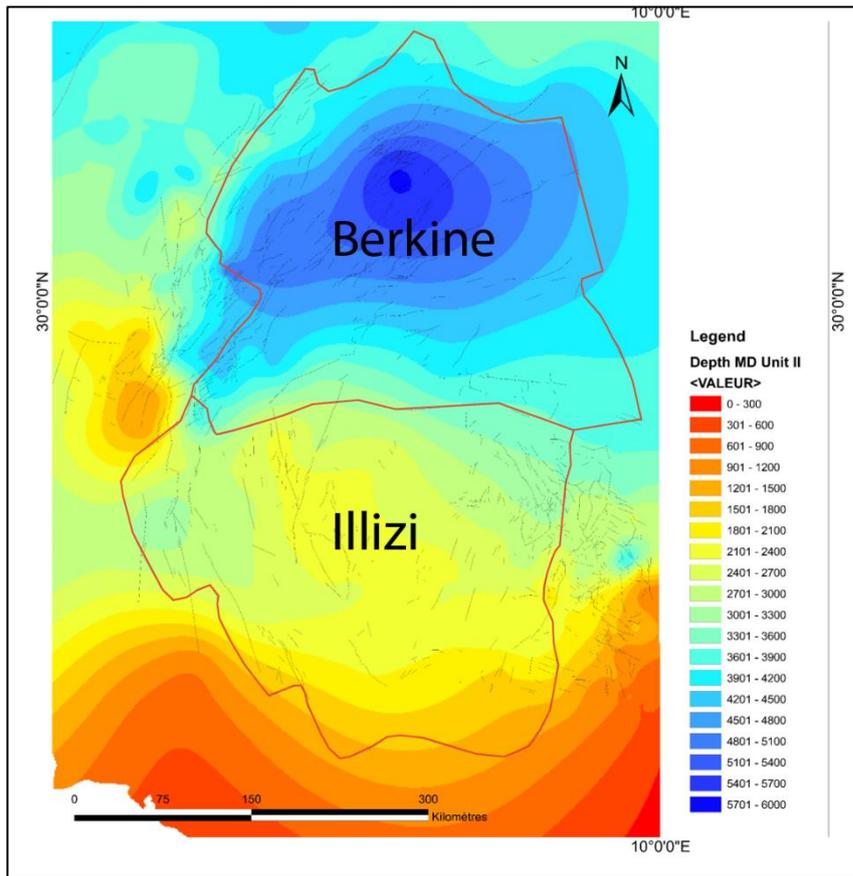


Fig. 17- Carte isobathe au toit de l'Unité II (Cambrien).

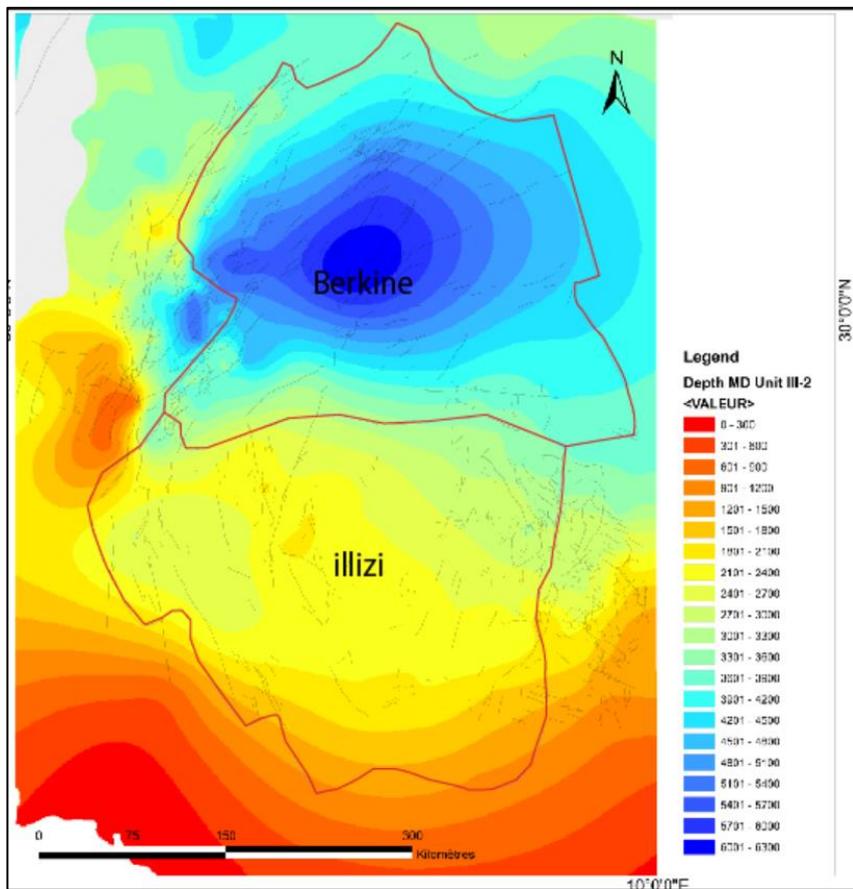


Fig. 18- Carte isobathe au toit de l'Unité III (Quartzites de Hamra).

#### 4. Carte isobathe au toit de l'Unité IV (Ordovicien)

L'unité IV est connue par l'importance de son réservoir pétrolier dans les périphéries Est et Ouest du bassin d'Illizi et dans la partie Ouest du bassin de Berkine. Elle est d'environ 2400 à 3100 et elle peut atteindre jusqu'à 5000 m de profondeur au centre de bassin de Berkine (fig. 19).

Notons que les autres sous unités peuvent être cartographiées par une méthode appelée « indirecte » ou « rajout des épaisseurs ». Ladite méthode peut être appliquée aux sous unités non visibles sur la sismique.

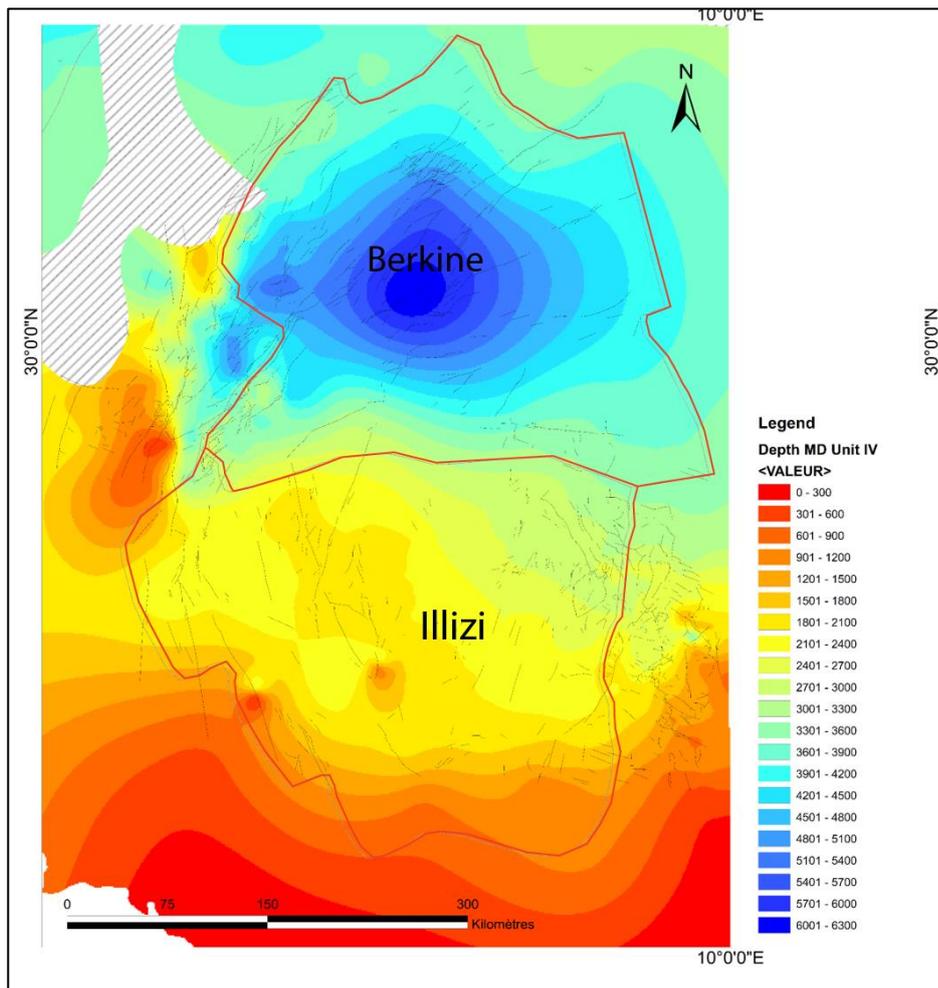


Fig. 19-. Carte isobathe au toit de l'Unité IV (Ordovicien).

Troisième chapitre:  
**INTERPRETATION DES DONNEES DIAGRAPHIQUES ET  
PETROPHYSIQUES**

Troisième chapitre:  
**INTERPRETATION DES DONNEES DIAGRAPHIQUES ET  
 PETROPHYSIQUES**

**I. INTERPRETATION DES DONNEES DIAGRAPHIQUES**

**A. Rappel sur la stratigraphie du Cambro-Ordovicien**

Sur le plan stratigraphique, le complexe Cambro-Ordovicien est très connu dans le bassin d'Ilizi, contrairement au bassin de Berkine. Il est composé des unités lithostratigraphiques suivantes (fig. 20):

- Unité II du Cambrien: connue également sous le nom de la «Formation Tin Taradjelli», cette unité est constituée des zones Ri, Ra, R2 et R3;
- Unité III-1, Unité III-2, Unité III-3 et Unité IV de l'Ordovicien: il s'agit respectivement des formations: Vire du Mouflon, Quartzites de Hamra, Tahouite et Tamadjert.

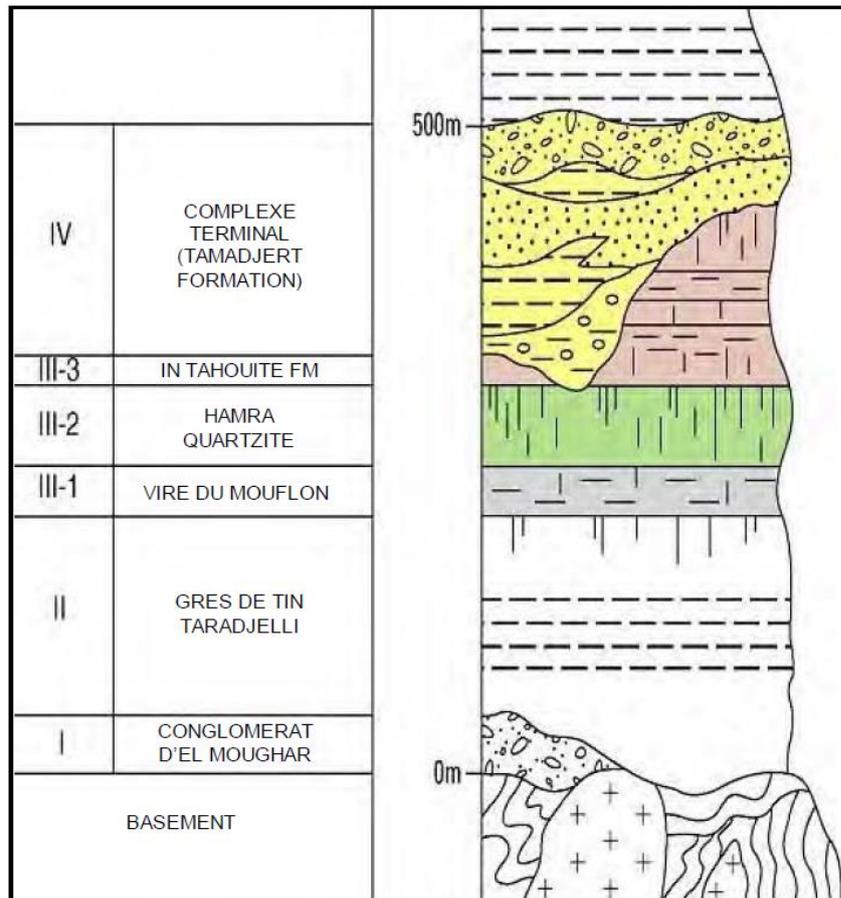


Fig. 20- Colonne lithostratigraphie type du Cambro-Ordovicien (d'après document interne de SONATRACH, 2012).

## B. Découpage diagraphique du Cambro-Ordovicien

En se basant sur un nombre important de logs diagraphiques, nous avons pu mettre en évidence le découpage suivant :

### 1. Unité II

Comme le montre l'excursion du GR (fig. 21), cette unité gréseuse forme le réservoir principal dans la région de Hassi Messaoud. Les pics de GR correspondent à des bancs de grès qui sont limités par une surface transgressive. Avec une inférieure largement plane (Pénéplaine Infra- Tassilienne) tronquant le socle, cette unité présente une épaisseur qui peut atteindre 773 m.

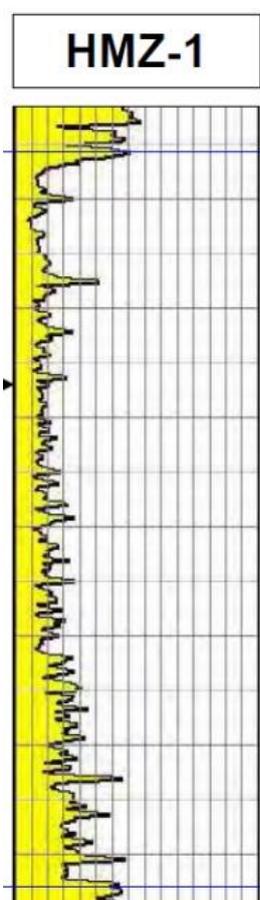


Fig. 21- Excursion du GR dans l'Unité II avec les deux limites (puits HMZ-1- bassin Illizi).

### 2. Unité III

L'unité III de l'Ordovicien comprend trois sous unités. Il s'agit dans l'ordre ascendant:

#### 2.1. Unité III-1

Elle est localement subdivisée en 3 unités appelées Unité III-1a (Zone des Alternances), Unité III-1b (Schistes d'El Gassi) et Unité III-1c (Grès d'El Atchane)(fig. 22).

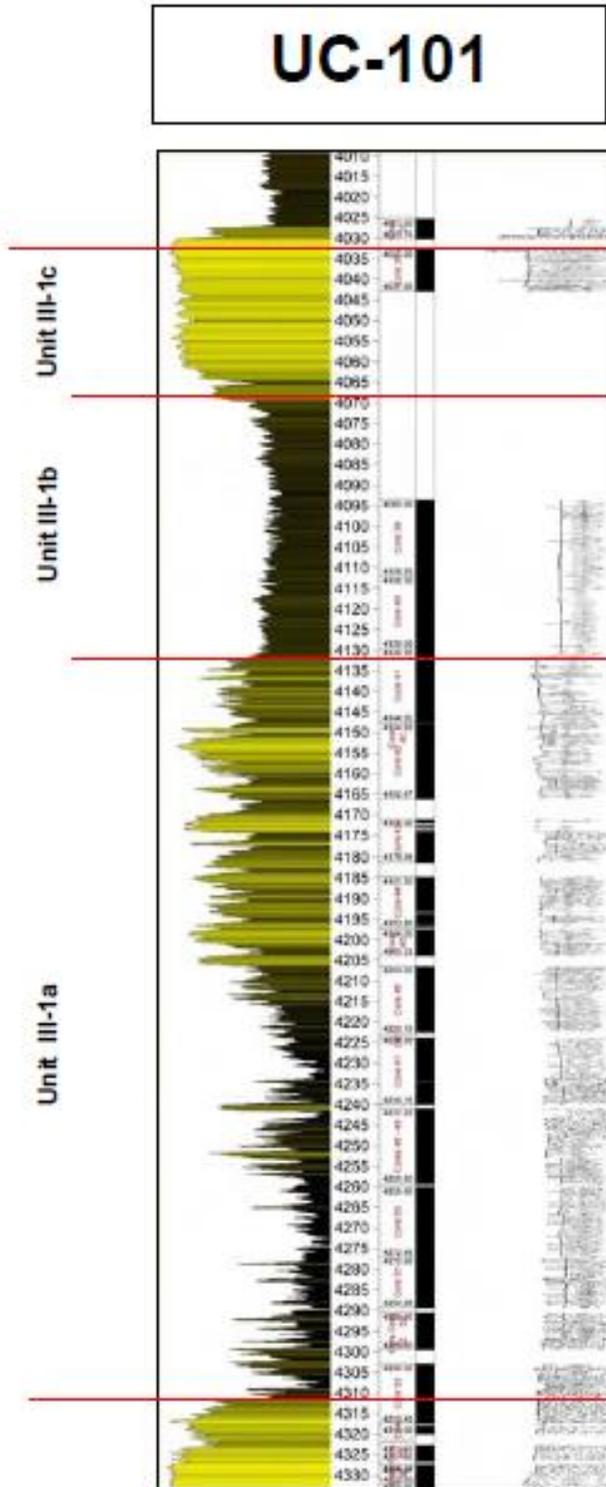


Fig. 22- Excursion du GR dans l'Unité III-1 (Forage UC-101- bassin Berkine).

## 2.2. Unité III-2

Elle correspond à la formation de Banquette ou celle des quartzites de Hamra. L'excursion du GR montre la présence de grès quartzitiques dont l'épaisseur varie entre 40 à 60 m (fig. 23). La limite inférieure de cette unité est marquée par un changement net du profil GR vers des grès. Par contre, limite supérieure constamment remarquable sur le GR au premier horizon majeur de mudstone est interprétée comme une surface transgressive.

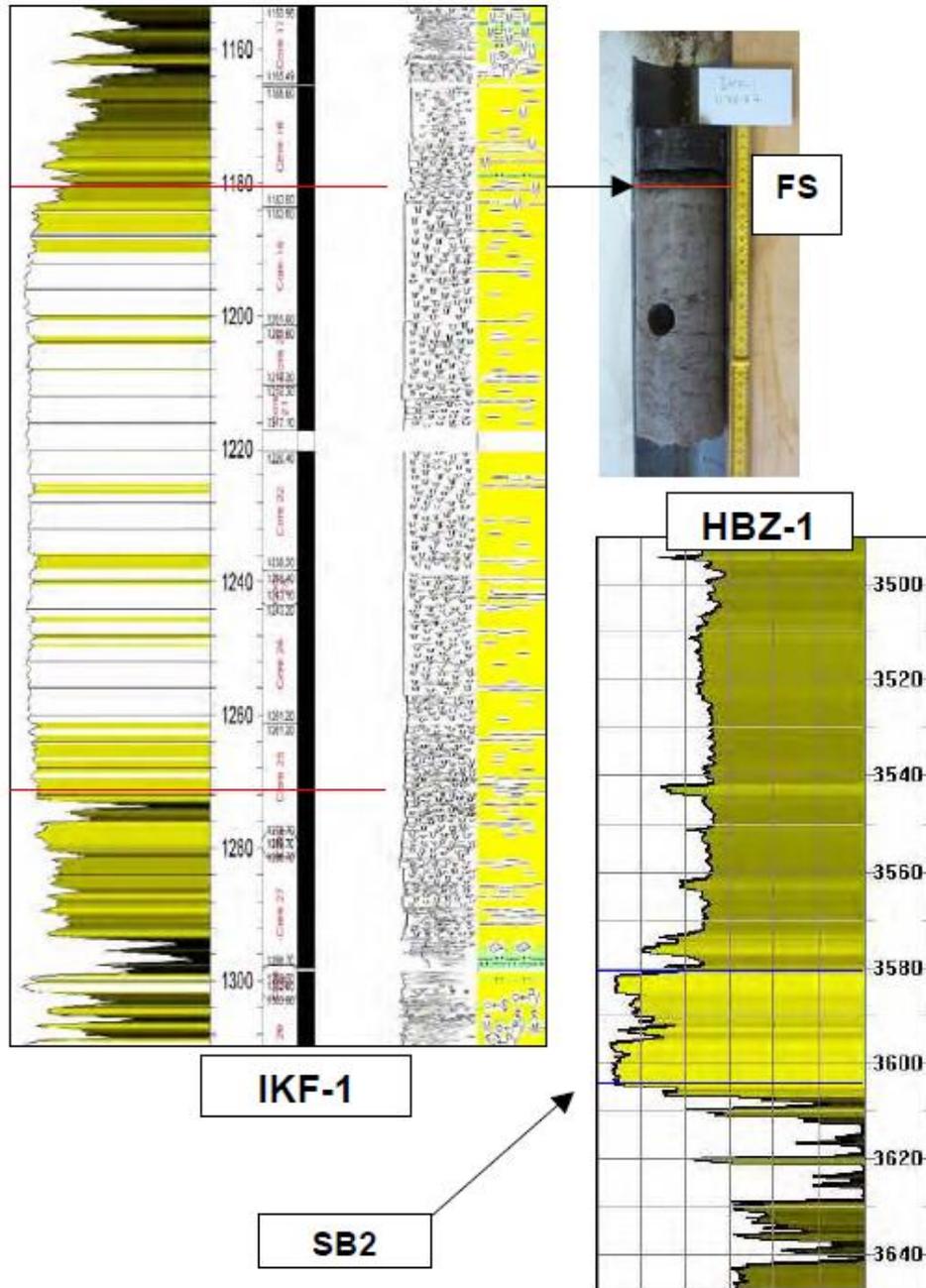


Fig. 23- Excursion du GR dans l'Unité III-2 (Forages IKF-1 -Berkine) et HBZ-1 « Illizi ».

### 2.3. Unité III-3

Correspondant à la formation In Tahouite, l'Unité III-3 est constituée principalement de grès et des mudstones. Localement, elle peut être subdivisée en trois sous unités III-3a, b et c (équivalent des grès d'Ouargla, argiles d'Azzel, grès d'Oued Saret)(fig. 24).

Notons que la limite inférieure est systématiquement reprise sur GR au niveau du premier horizon de mudstone majeur, interprété comme une surface transgressive.

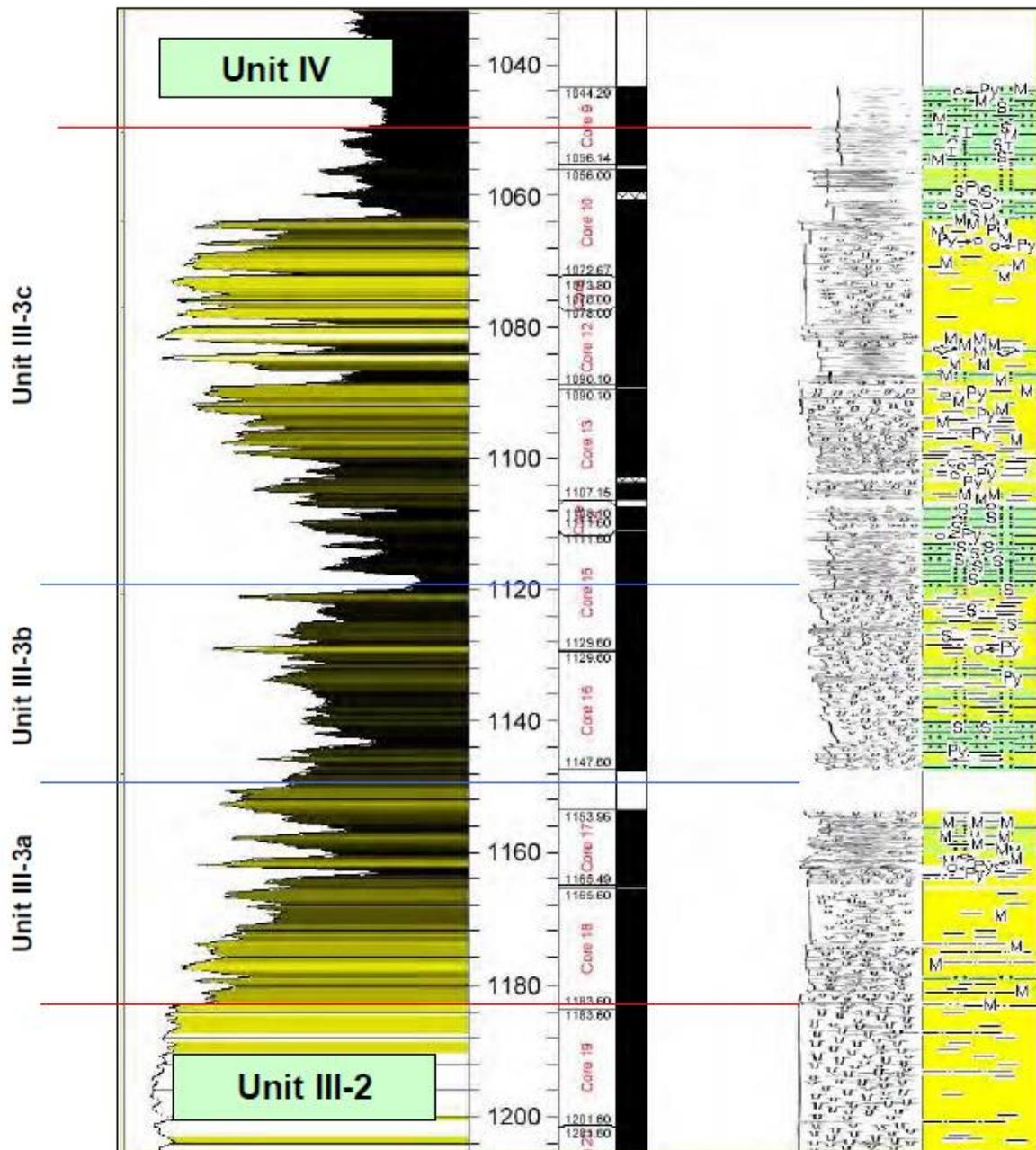


Fig. 24- Excursion du GR dans l'Unité III-3 (Forage TNB-1- bassin Illizi).

### 3. Unité IV

L'Unité IV constitue un réservoir important à l'Est. Elle est caractérisée par une lithologie très variée et une architecture de séquences complexes associées à des paléovallées interprétées à l'origine comme des caractéristiques purement glaciaires. Traditionnellement, elle est subdivisée en 4 unités (IV-1 à IV-4)(fig. 25).

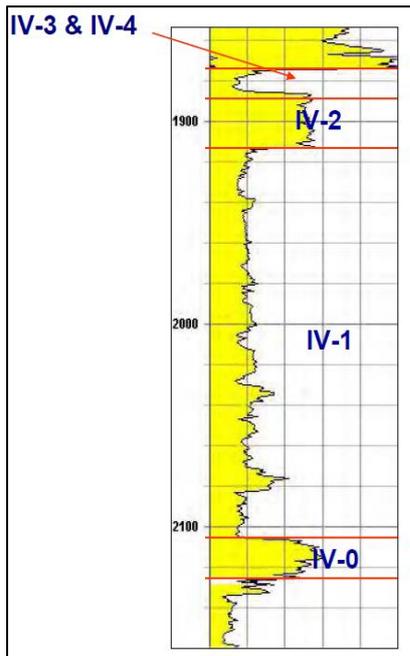


Fig. 25- Excursion du GR dans l'Unité IV (Forage TFT-33).

### C. Corrélations régionales

Afin d'avoir une image sur le l'évolution des épaisseurs des différentes unités du Cambro-Ordovicien dans les deux bassins, des corrélations ont été établies selon les transects illustrés dans la figure 26.

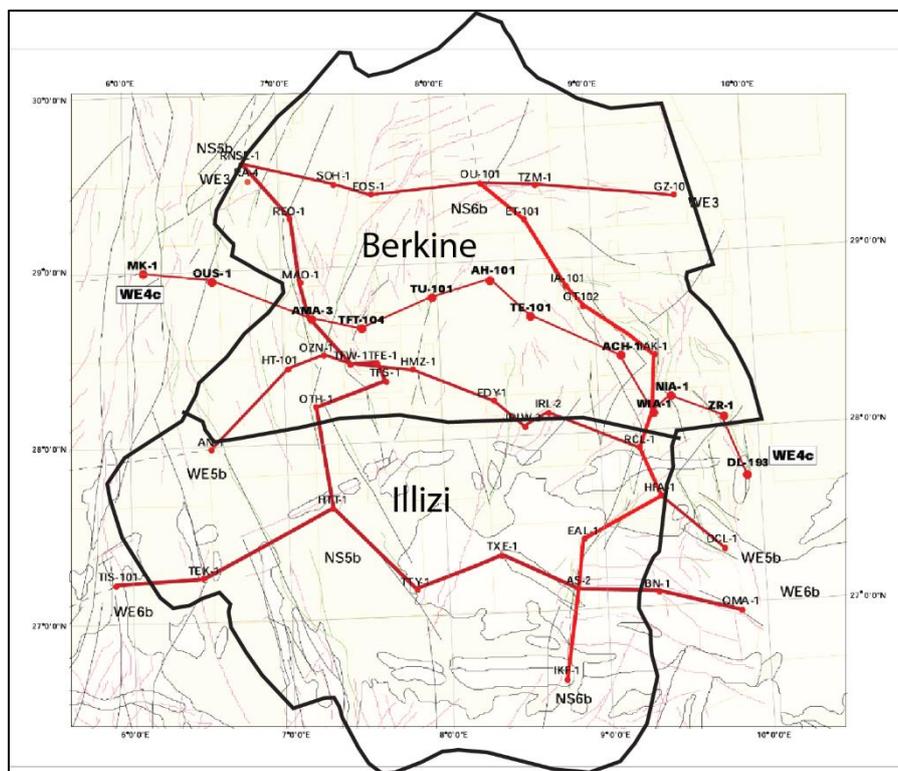


Fig. 26- Transects de corrélation.

## 1. Transects globalement Nord Sud

En se basant sur le toit de l'Ordovicien comme ligne isochrone, les corrélations effectuées entre les 74 puits selon le transect Nord-Sud montrent que les épaisseurs sont plus importantes vers le Nord (bassin de Berkine)(figs. 27A,B, C et D). Ceci est confirmé fort bien par la présence d'un espace disponible suffisamment utile pour la sédimentation et peut être obtenu par les cartes en isobathes.

Aussi, une variation latérale de facies, avec la présence de lentilles sableuses notamment dans l'unité IV au niveau des puits TFS-1 et TFE-1, aussi des sous-unités sont érodés parfois unité III-3c et IV-0 ou on remarque leurs présence au nord dans le bassin de Berkine et leurs disparition vers le Sud

## 2. Transects globalement Est-Ouest

Pour les transects Est-Ouest, on a utilisé 28 puits, on remarque que les dépôts sont beaucoup plus importants se vers l'Est des deux bassins (figs. 28E, F, G et H). Une telle situation peut être expliquée par contrôle tectonique. Les variations des épaisseurs enregistrées sont bien lisibles sur les cartes en isopaques.

D point de vue variation de facies, on constate un changement clair de l'Est vers l'ouest, ceci est due a l'espace disponible pour la sédimentation, on cite par exemple la présence d'un important ceps gréseux dans l'unité IV-1 au sud de bassin de Berkine, qui est rencontré par les puits AN-1, HT-1, OZN-1, TFW-1 et TFE-1, ce dernier est bien illustré dans le figure 28G.





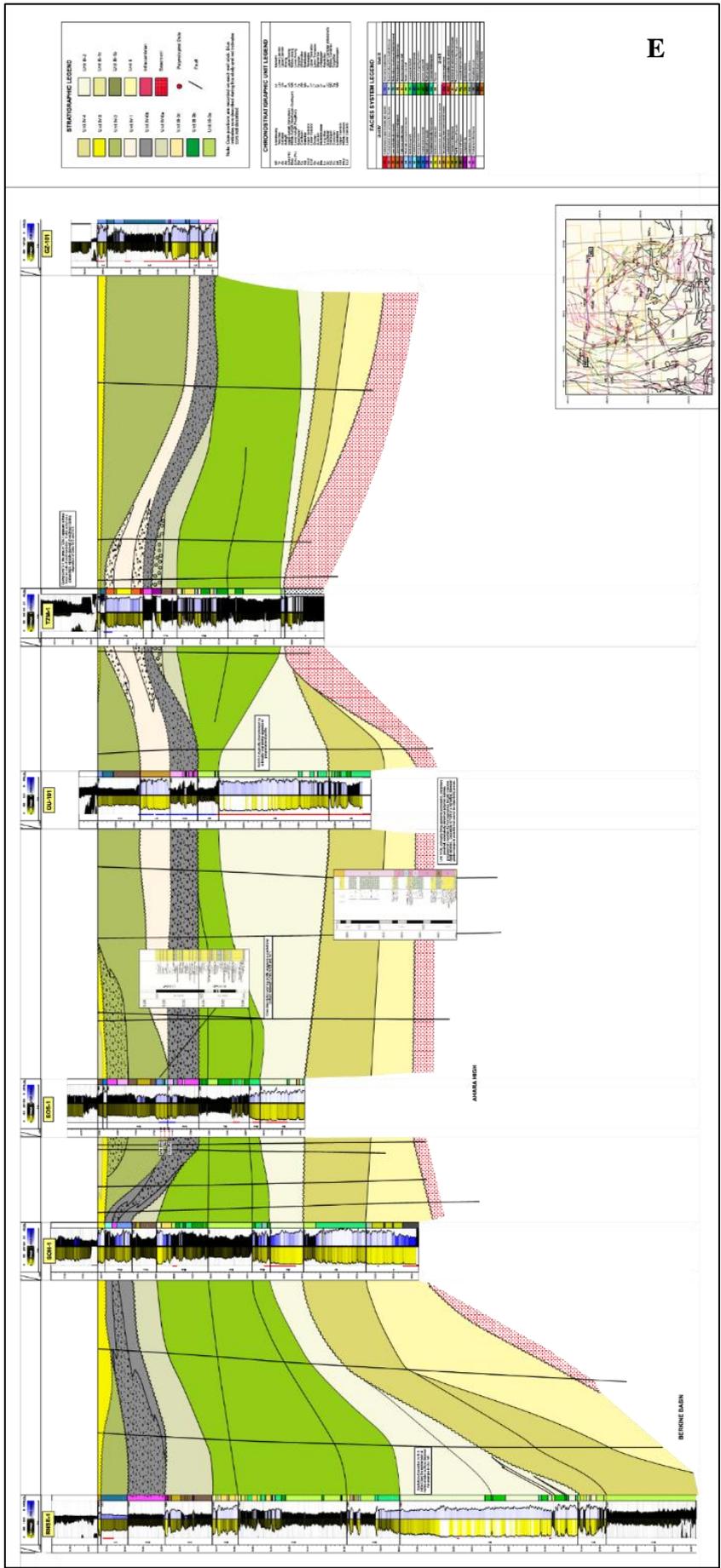


Fig. 28E -Transects de corrélation selon la direction Est-Ouest.

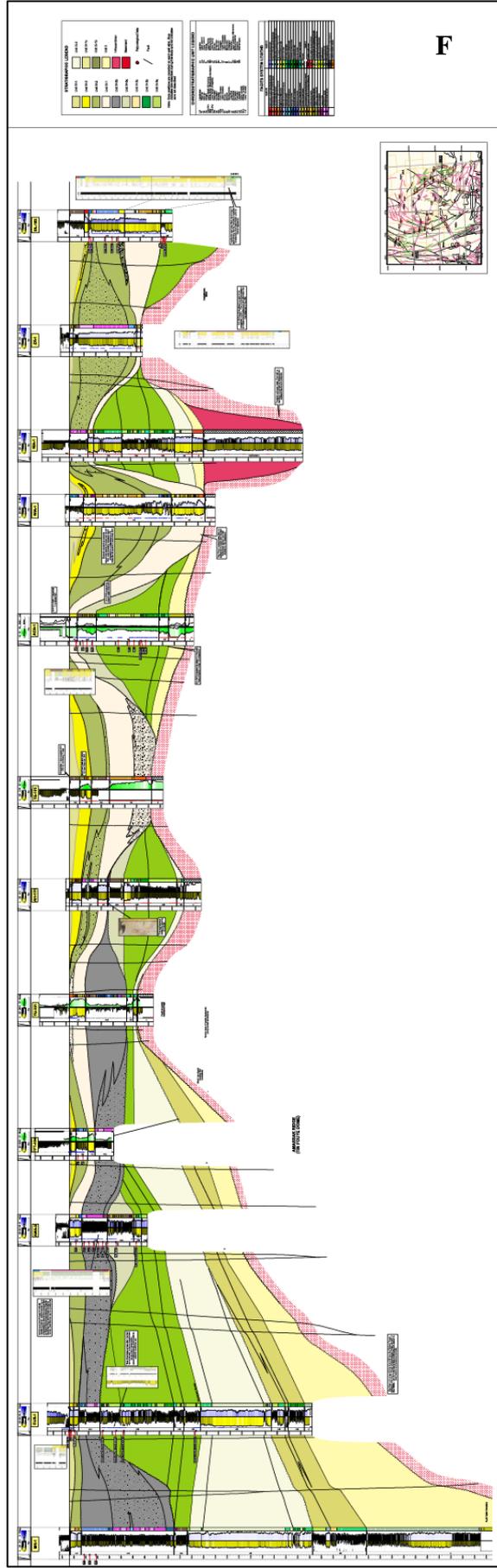


Fig. 28F -Transects de corrélation selon la direction Nord-Sud.

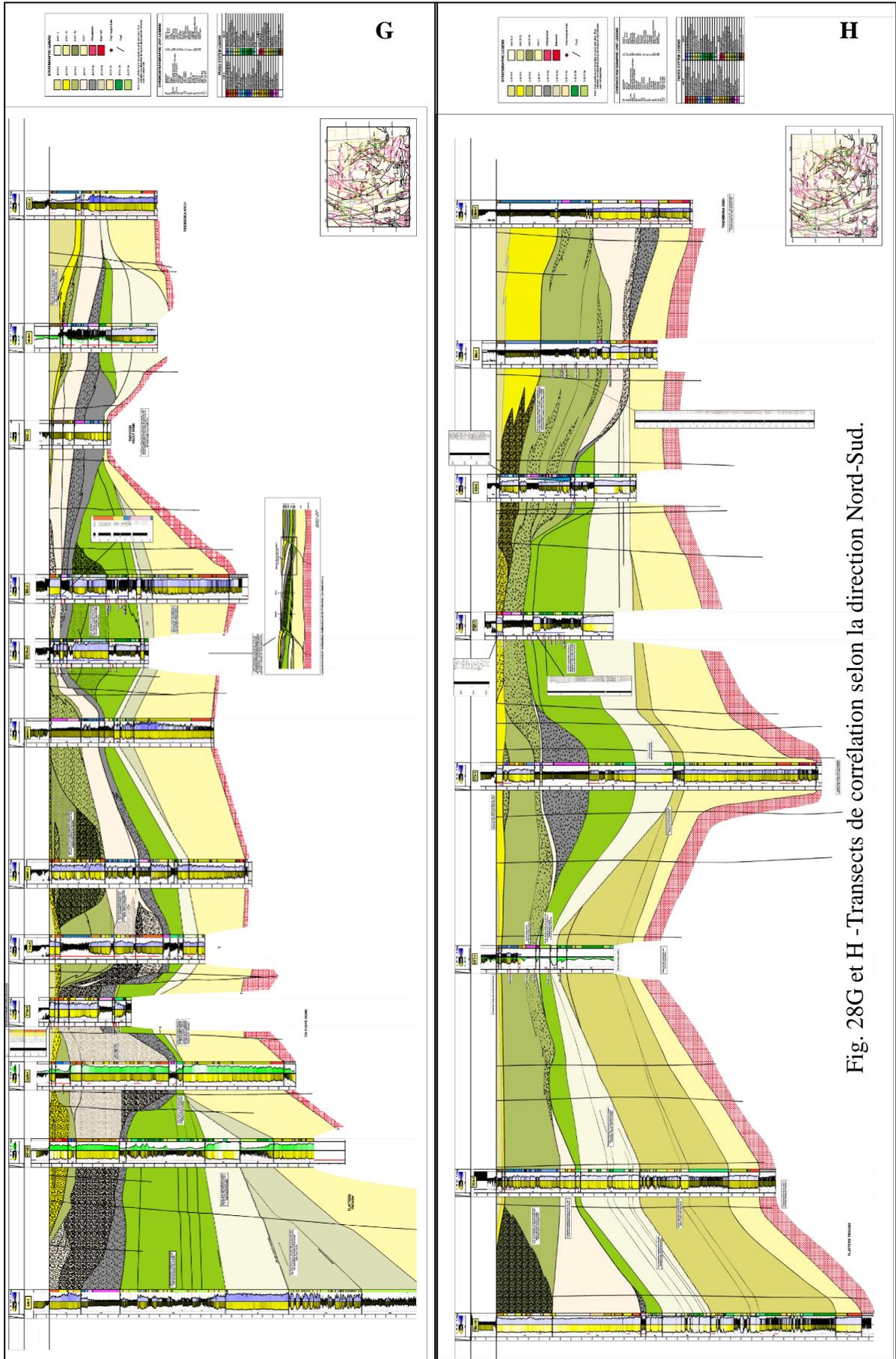


Fig. 28G et H - Transects de corrélation selon la direction Nord-Sud.

## D. Cartes en isopaques

### 1. Carte en isopaque de l'Unité II

On constate que les épaisseurs les plus importantes au sud et à l'est u bassin d'illizi, l'unité II, peut atteindre jusqu'à 600m d'épaisseur à l'est de bassin de illizi.

Dans le bassin de Berkine l'unité est moins importante sur l'axe Nord -Sud est visible au centre du bassin, avec une épaisseur de 100 à 150 m.

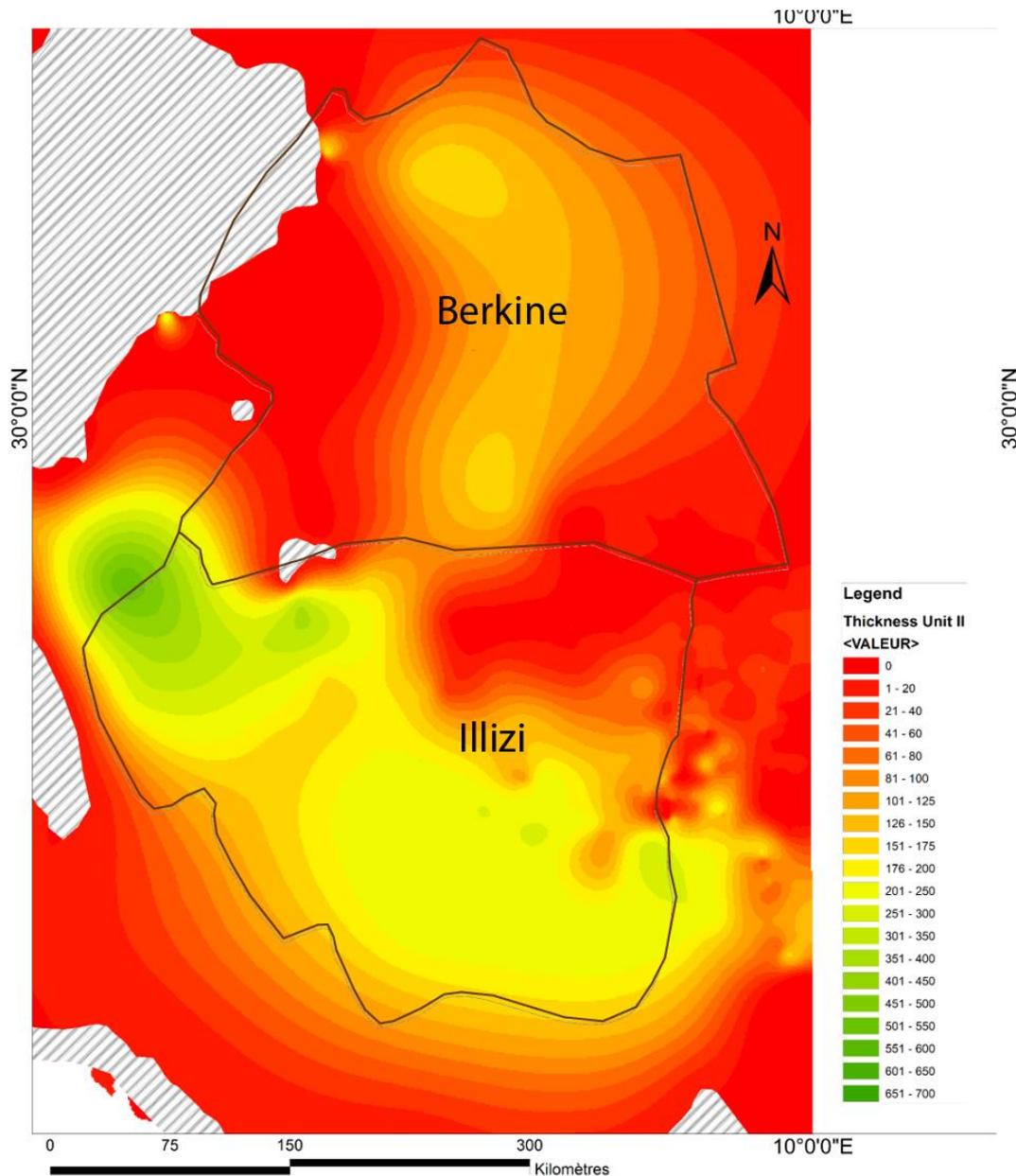


Fig. 29- Carte en isopaque de l'Unité II.

## 2. Carte en isopaque de l'Unité III

Les épaisseurs les plus importantes d'unité III sont concentrés dans la zone Sud-Ouest de bassin de Berkine où se trouvent les gisements qui produisent à partir de cette unité avec des épaisseur qui peuvent attendre les 600 m. aussi à la partie Nord-Ouest de bassin d'Illizi ou les épaisseurs peuvent atteindre les 300 m.

Dans la zone centrale des bassins de Illizi et Berkine on remarque que cette unité est presque absente, aussi un développement vers l'est est constaté.

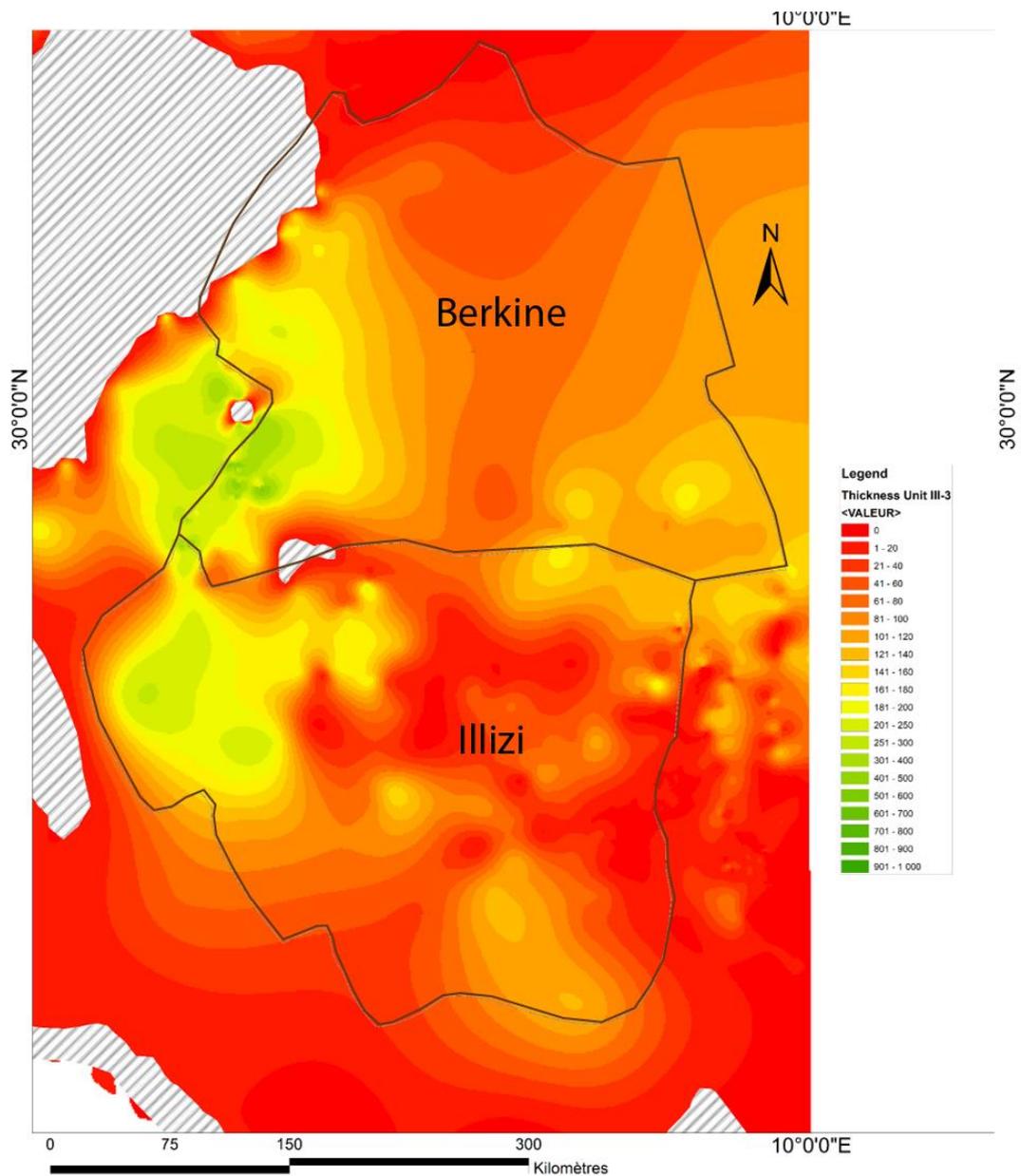


Fig. 30- Carte en isopaque de l'Unité III.

### 3. Carte en isopaque de l'Unité IV

Pour cet intervalle, on remarque que les épaisseurs les plus importantes se trouvent dans la partie centrale du bassin de Illizi et la partie sud-Ouest de ce bassin avec des épaisseurs jusqu'à 400m Parfois.

Aussi, l'unité IV est absente dans le bassin de Berkine.

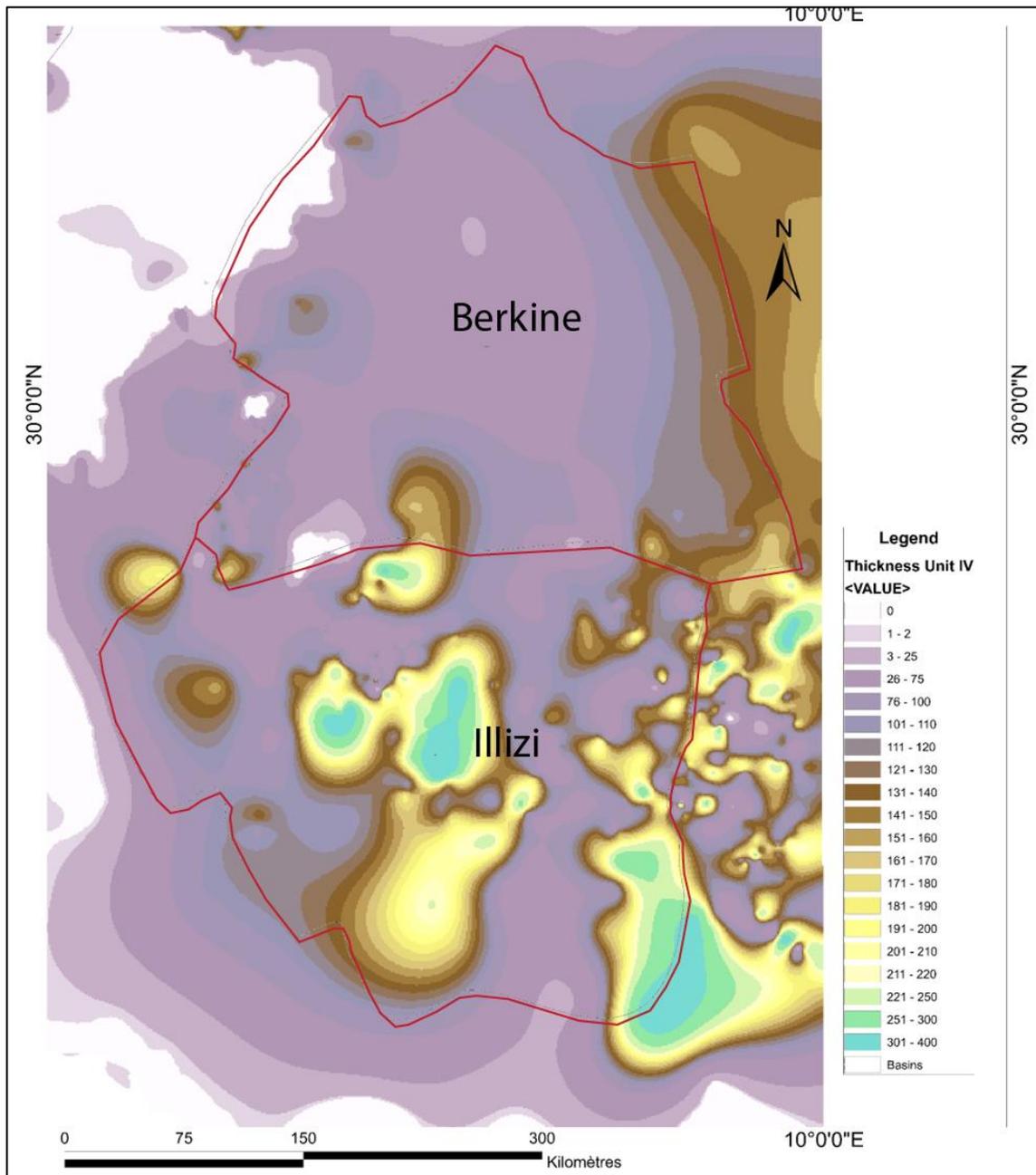


Fig. 31- Carte en isopaque de l'Unité IV.

#### 4. Carte en isopaque du Cambro-Ordovicien

Au finale, le cambro-ordovicien est plus développé dans le bassin de Illizi que le bassin de Berkine avec des épaisseurs qui peuvent atteindre les 2000 m.

On remarque que dans le bassin de Berkine qu'on peut avoir jusqu'à 500 m de ces dépôts, malheureusement qu'on ne peut atteindre le cambro-ordovicien dans le bassin de Berkine avec la technologie de forage actuelle .

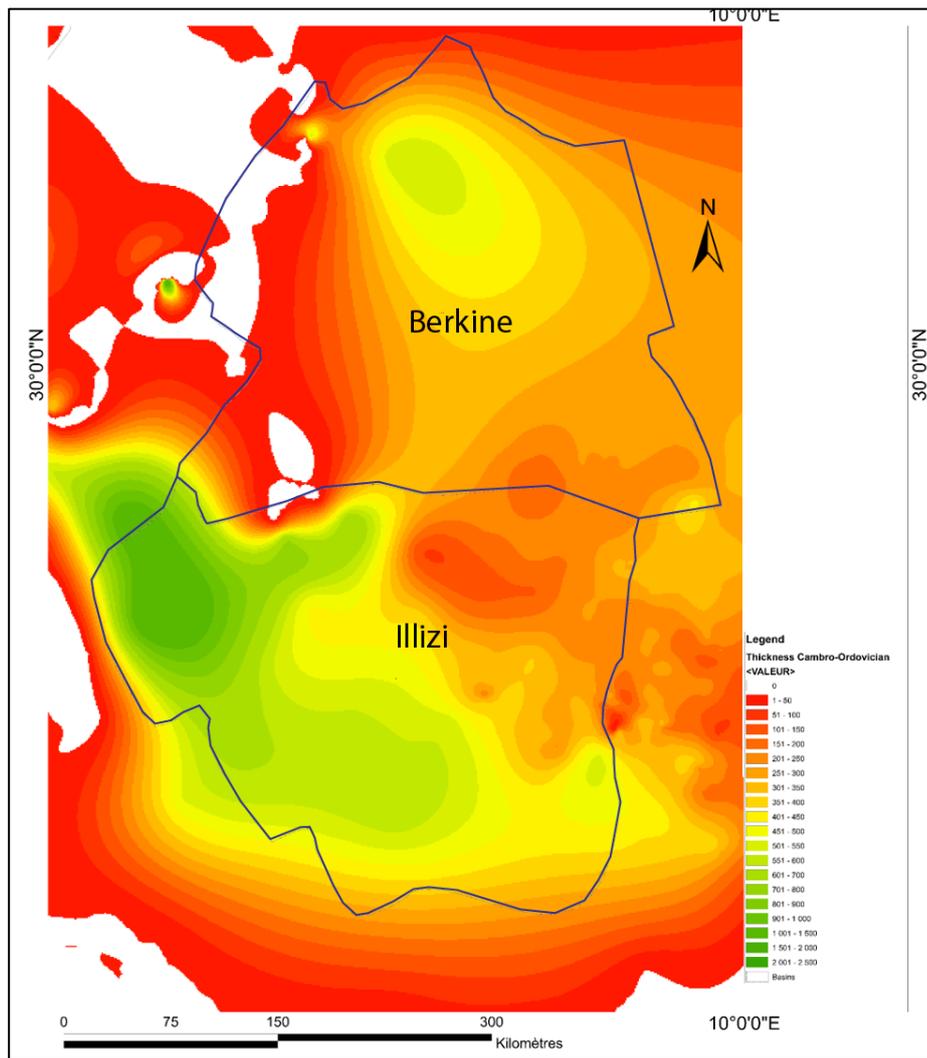


Fig. 32- Carte en isopaque du Cambro-Ordovicien.

## II. INTERPRETATION DES DONNES PETROPHYSIQUES

L'évaluation des propriétés pétrophysiques des roches et des fluides constitue l'objectif principal de la caractérisation des réservoirs. Ainsi, ces propriétés pétrophysiques évaluées au puits (volume d'argiles, porosité, saturation en eau et perméabilité) serviront à l'identification des réservoirs potentiels et aux calculs de volumes d'hydrocarbures en place des accumulations identifiées et au final aux estimations des ressources.

Dans cette optique, l'intervalle Cambro-Ordovicien objet de la présente étude est caractérisé par la présence de réservoirs conventionnels ainsi que non conventionnels, de type Tight et avec piégeage non structural, et dont l'identification est rendue difficile.

A noter qu'un réservoir Tight est défini comme une roche dont la perméabilité est inférieure à un certain seuil. Pour le gaz, il est généralement admis comme étant de 0,1 mDarcy. Dans notre cas, tous les puits sélectionnés atteignent les unités du préglaciaire qui sont plus ou moins érodées par une séquence glaciaire. Les trois grandes unités du Cambro-Ordovicien seront ici étudiées (les Unités II, III et IV).

### A. Interprétation quantitative des diagraphies

Pour une meilleure interprétation quantitative des diagraphies, nous avons suivi les étapes suivantes:

-la première étape: définir les lithologies observées à partir des signatures des diagraphies au puits;

-la deuxième étape: sélectionner des puits clefs pour l'interprétation;

-la troisième étape: établir le work flow pour l'interprétation diagraphique en tenant compte des faibles porosités présentes dans l'intervalle considéré.

#### 1. Signature diagraphique

Des cross plots multi-puits Neutron-Densité et Neutron-Sonique ont été réalisés à partir des outils de porosité (Neutron, Densité et Sonique).

Dans notre cas, un cross plot Neutron-Densité avec une échelle de coloration en fonction du Gamma Ray a été effectué pour mettre en évidence les zones propres des zones plus argileuses (fig. 33).

Puis une distinction par unité stratigraphique et par puits a également été réalisée afin d'examiner les variations verticales et latérales (fig. 34).

En somme, les signatures diagraphiques observées montrent des lithologies similaires dans tous les puits de la zone. De plus ces signatures diagraphiques sont très homogènes d'un puits à l'autre.

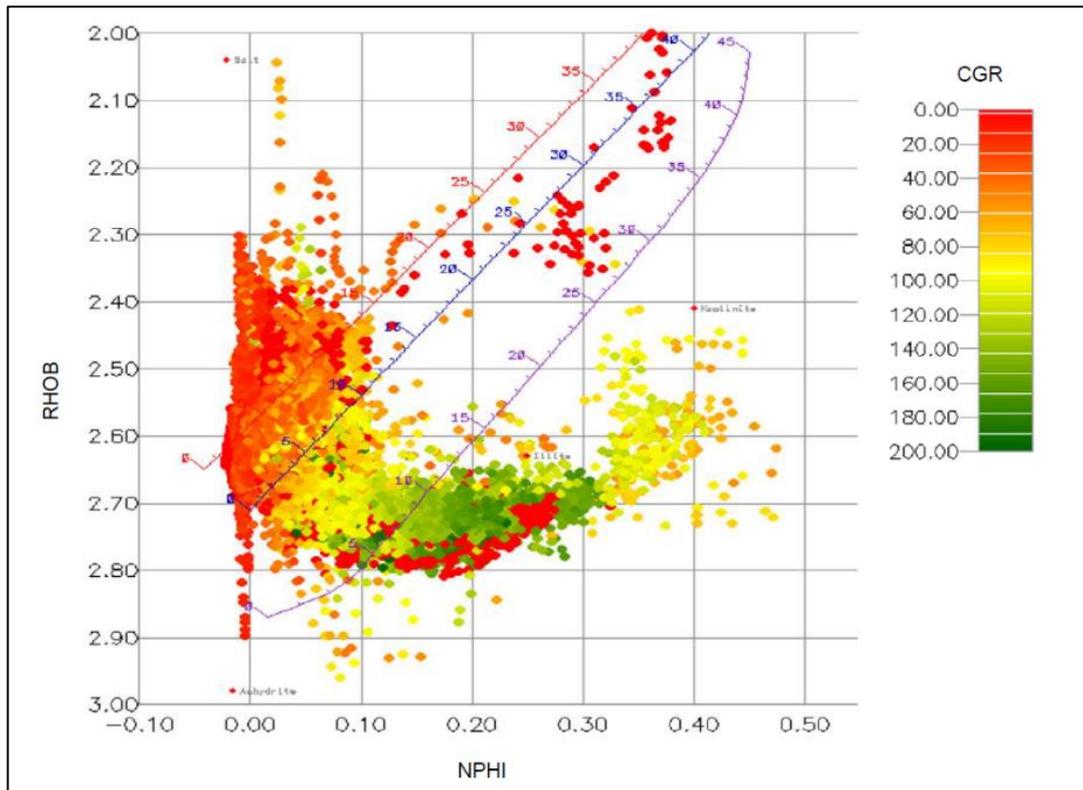


Fig. 33- Cross plot Neutron - Densité avec coloration (CGR) pour tous les puits.

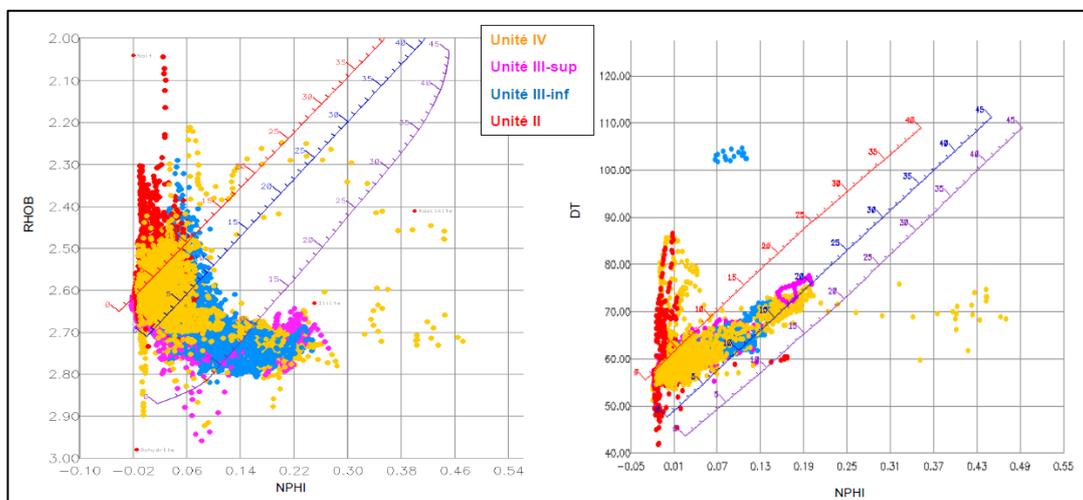


Fig. 34- Cross plots Neutron vs Densité et Neutron vs Sonique (Coloration par unité).

Suite aux traitements des données et l'interprétation des résultats, les ensembles lithologiques identifiés par les diagraphies sont en parfait accord avec les unités lithostratigraphiques décrites sur les carottes. Ainsi, nous avons identifié six lithologies principales calées minutieusement avec les descriptions des carottes (Figs. 35-41). Il s'agit des signatures diagraphiques des grès (fig. 35), des grès argileux (fig. 36), des grès propres radioactifs (fig. 37), des diamictites (fig. 38), des argiles (fig. 39) et des argiles riches en matière organique (fig. 40). A la fin, nous donnerons sous forme de carte, une synthèse lithologique de l'ensemble des unités étudiées (fig. 41).

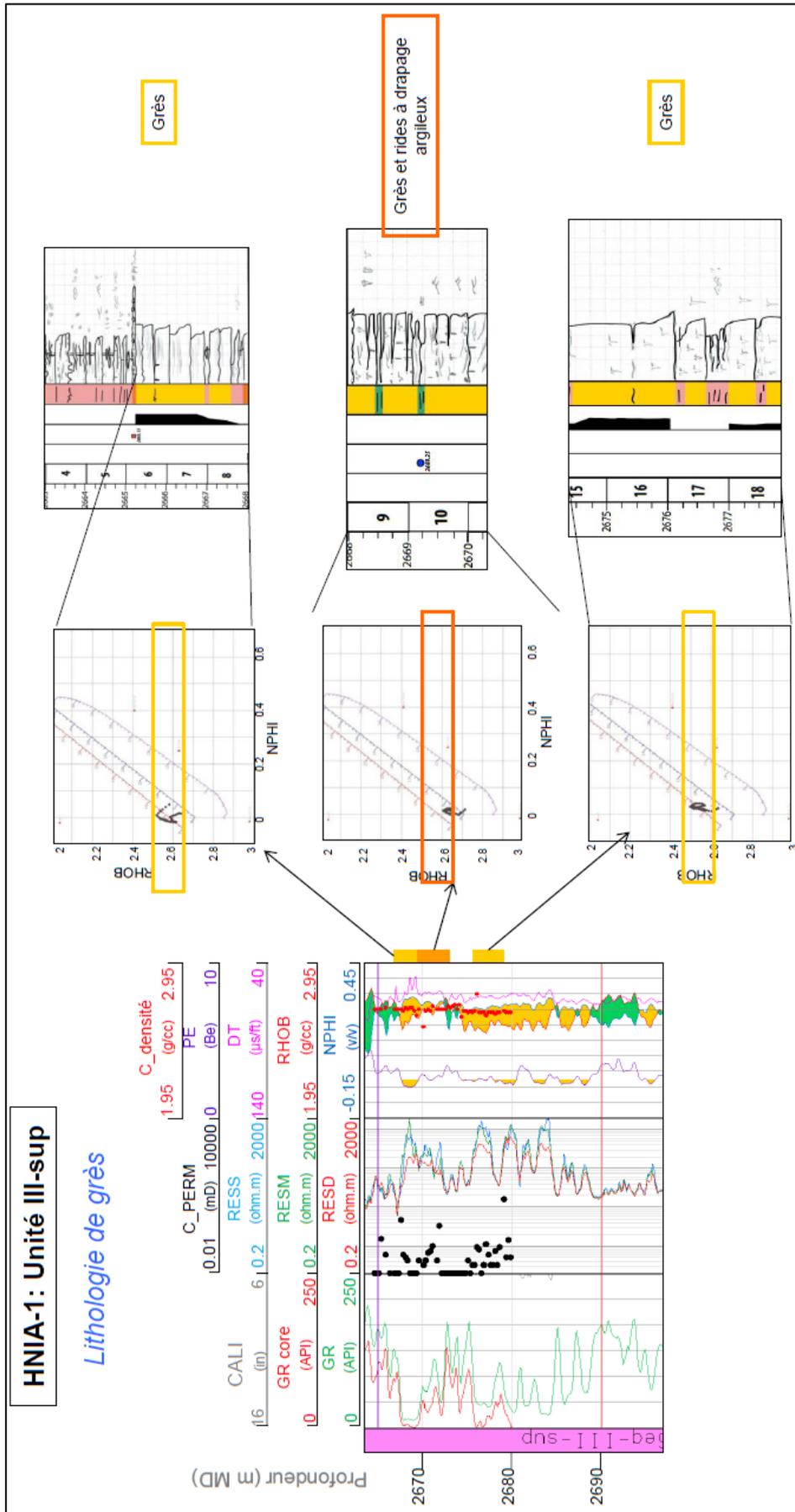


Fig. 35- Signature diagraphique des grès.

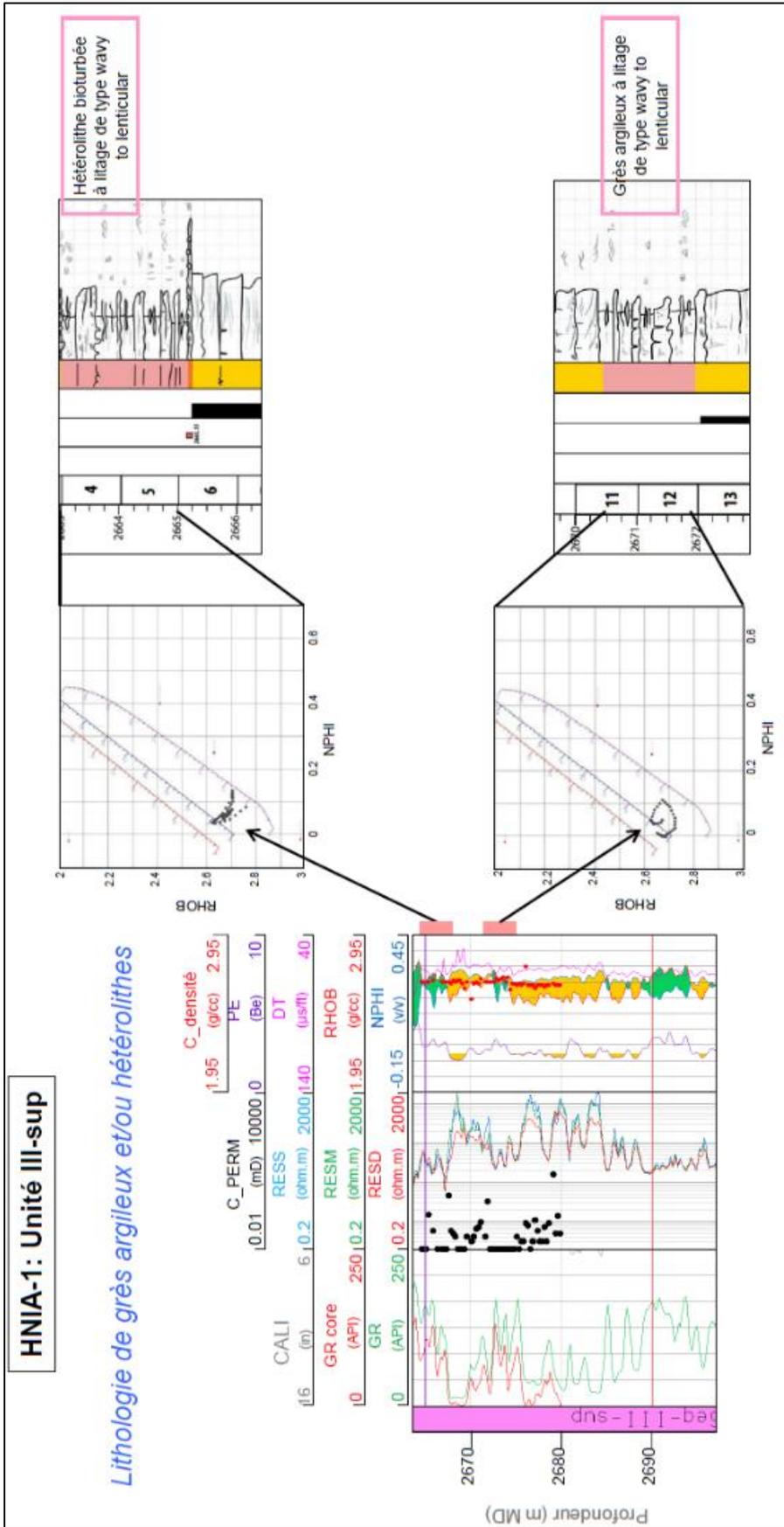


Fig. 36- Signature diagramme des grès argileux.

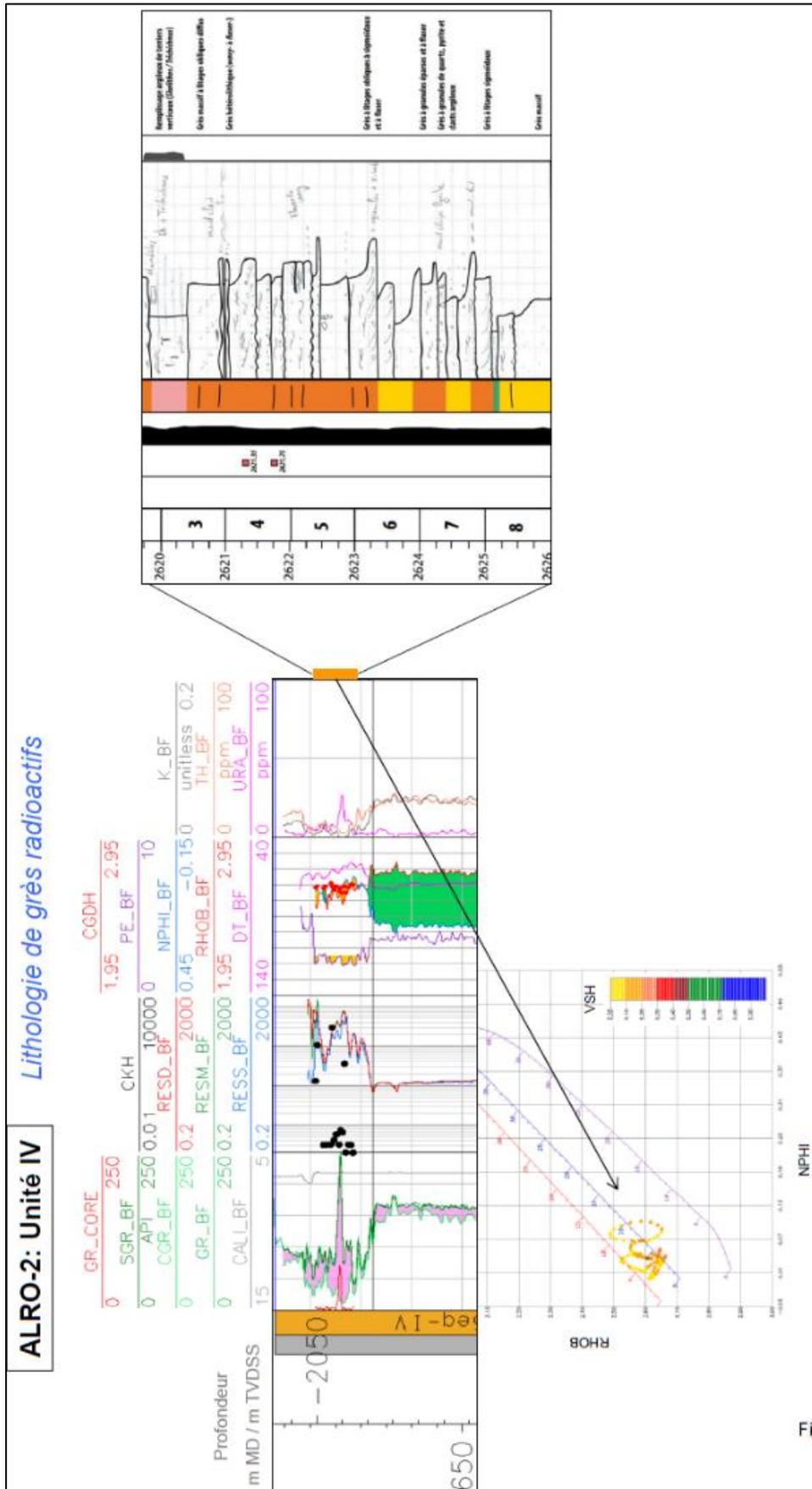


Fig. 37- Signature diagramme des grès propres radioactifs.

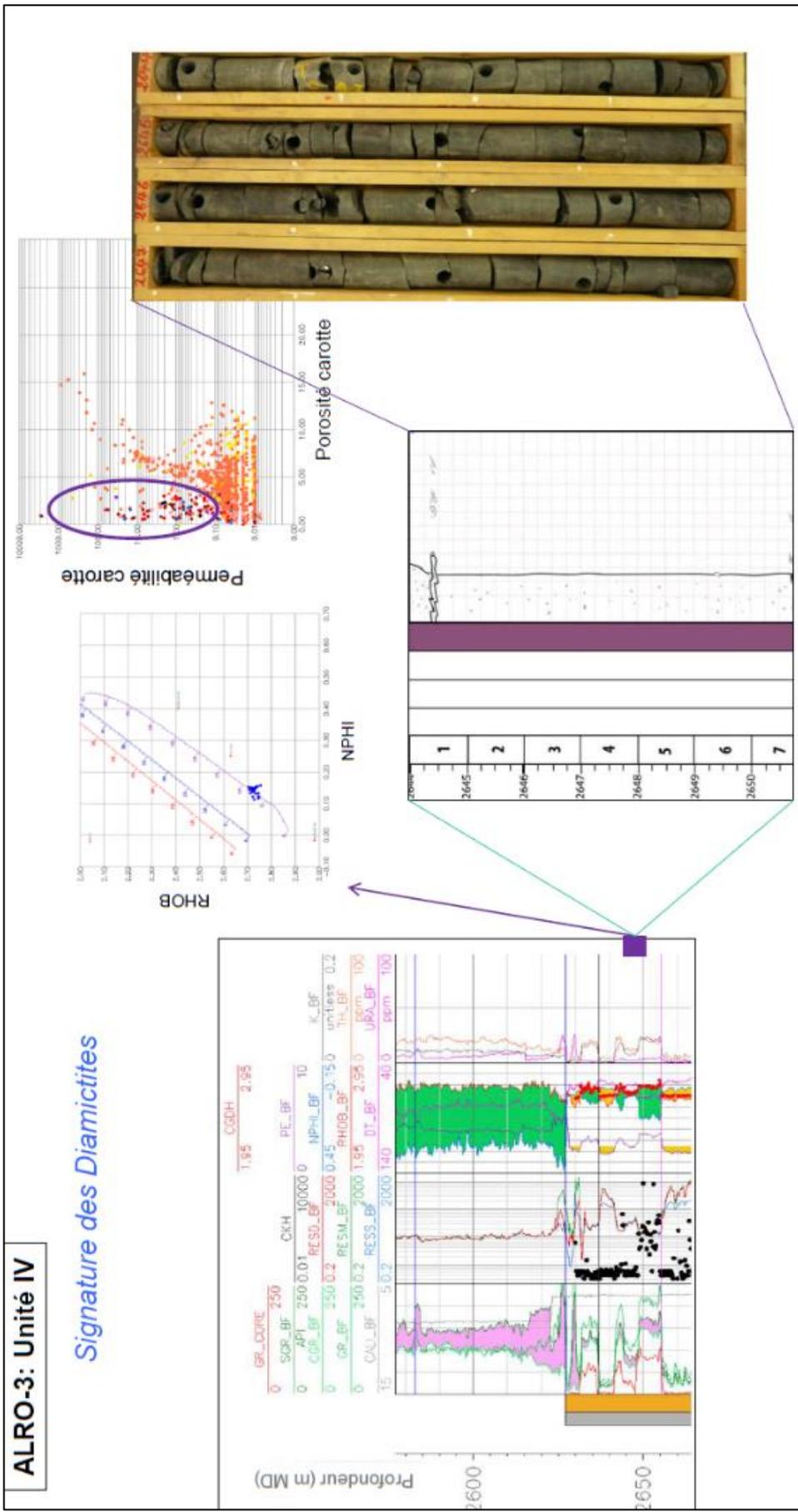


Fig. 38- Signature diagramme des diamictites.

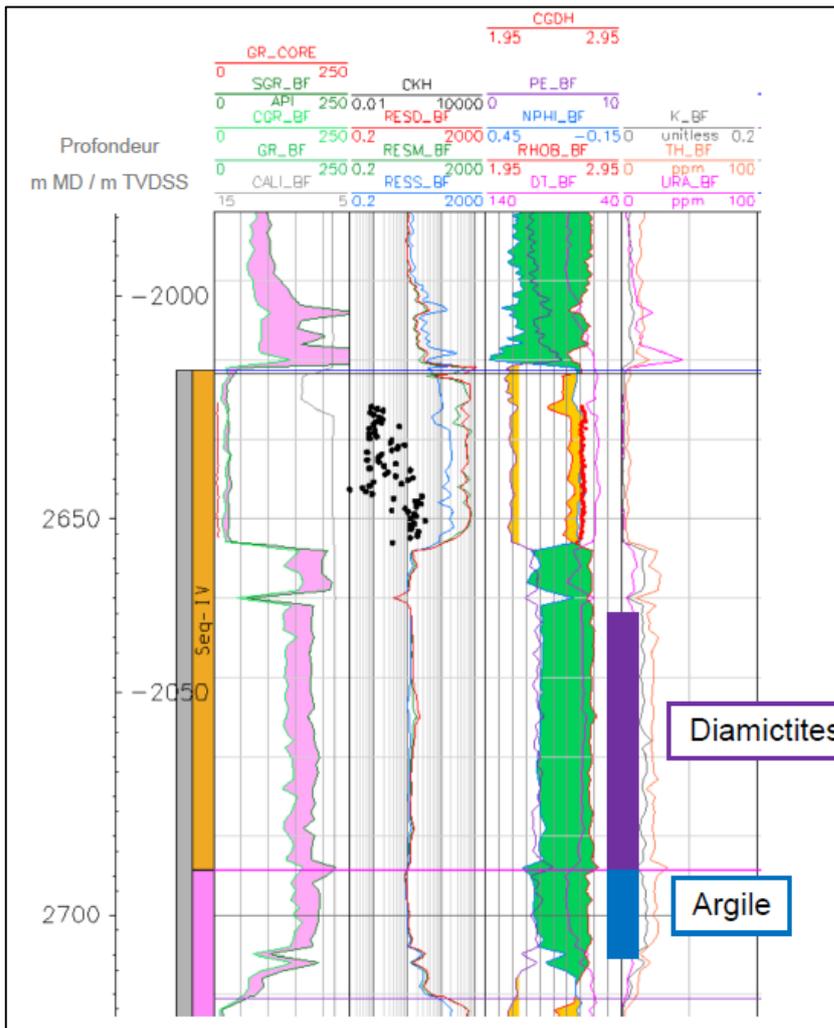


Fig. 39- Signature diagrammaphique des argiles.

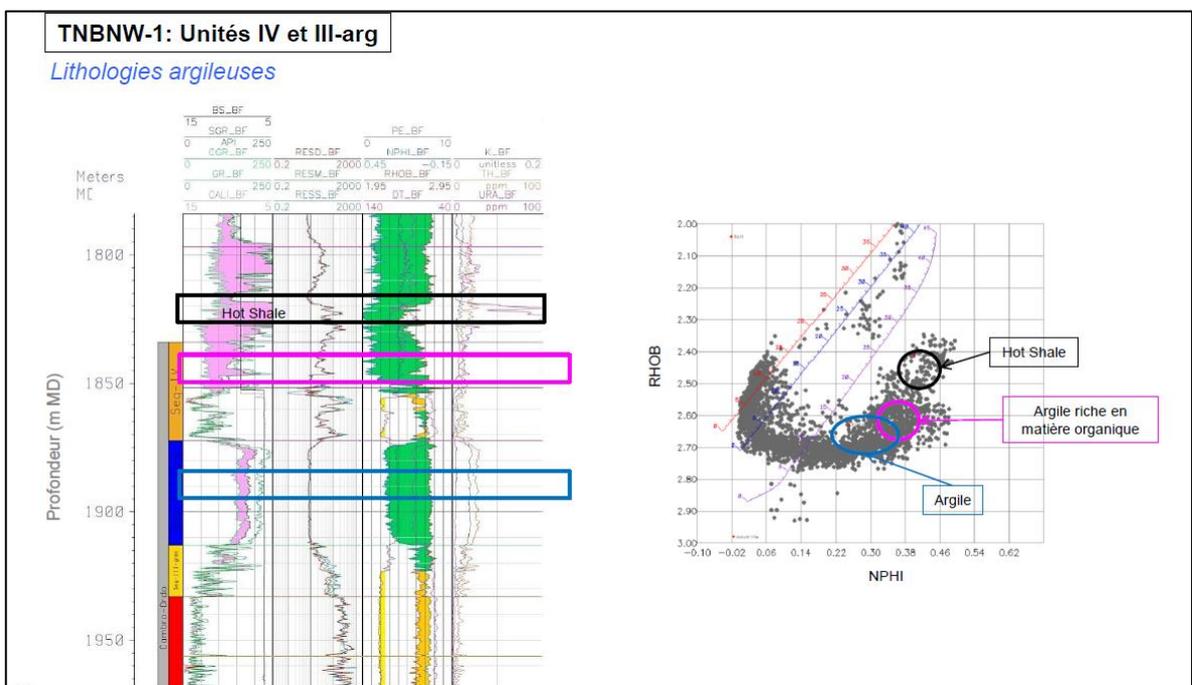


Fig. 40- Signature diagrammaphique des argiles riches en matière organique.

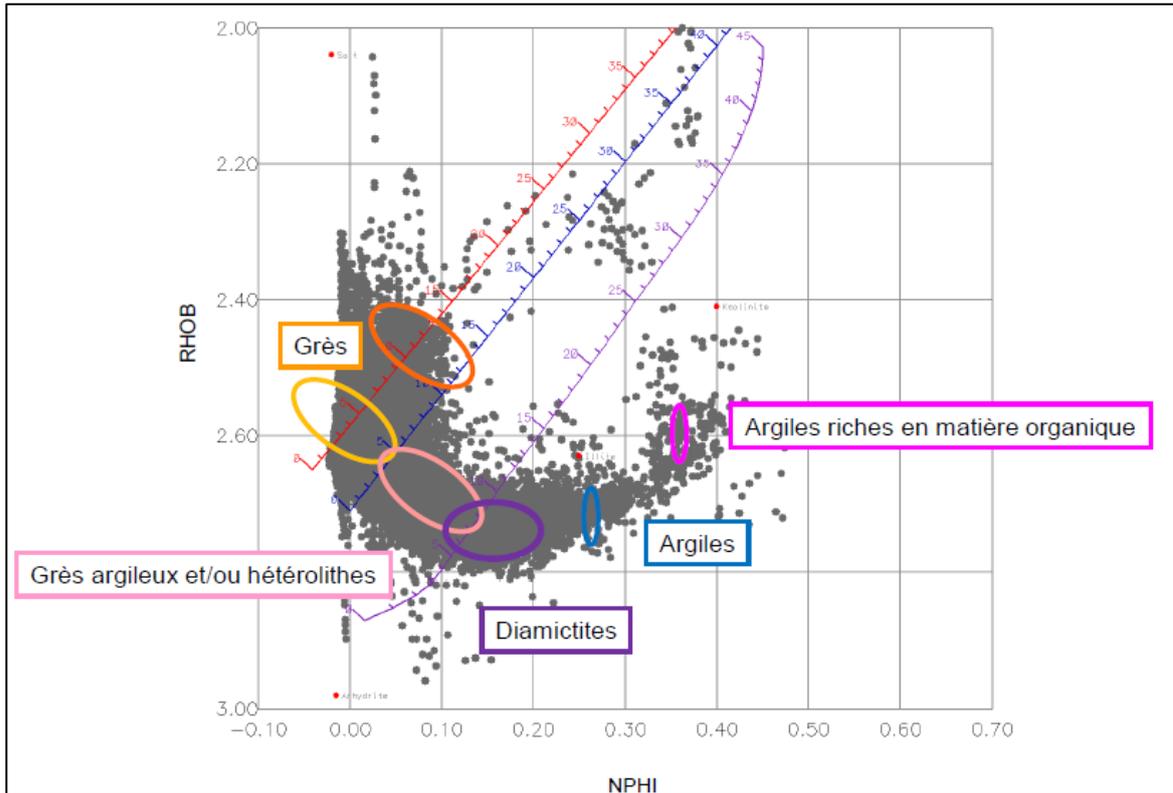


Fig. 41- Synthèse lithologique de l'ensemble des unités étudiées.

Nous rappelons que dans les puits d'Illizi, des niveaux riches en Uranium ont été observés au sommet de l'Unité IV. Ils correspondent à des séries postglaciaires, antérieures aux argiles radioactives de la roche-mère silurienne. Ces argiles radioactives admettent également des intervalles de grès radioactifs. Dans les puits situés à l'Est du bassin d'Illizi, des intervalles riches en Thorium et en Potassium sont observés en particulier à la base de l'Unité II, indiquant ainsi une origine vraisemblablement plus détritique, fluviatile.

## 2. Evolution du volume d'argiles

Le calcul du volume d'argiles est basé sur la combinaison des outils GR, Neutron et Densité (fig. 42). Ainsi, trois combinaisons ont été testées:

-la première en utilisant uniquement la courbe GR avec une loi de puissance permettant d'obtenir un volume d'argiles moins important dans les faibles niveaux argileux et n'impactant pas les niveaux à plus forte teneur en argiles. Ces intervalles moins argileux peuvent en effet être impactés par des effets d'épentes du GR de moins bonne résolution verticale ou par des intercalations fines argiles/silts;

-la deuxième en utilisant la combinaison Neutron-Densité. Cette méthode se base sur une méthode de triangulation à partir du cross plot Neutron/Densité entre les points matrice, argile et fluide;

-enfin, en utilisant le minimum des deux méthodes. la résistivité a été utilisée en tant qu'indicateur qualitatif des argiles.

Il convient de noter que la meilleure estimation du volume d'argiles est donnée par la combinaison du GR et du cross plot Neutron/Densité. Par conséquent le volume d'argiles final (VSH) correspond au minimum du volume d'argiles estimé indépendamment par les deux méthodes.

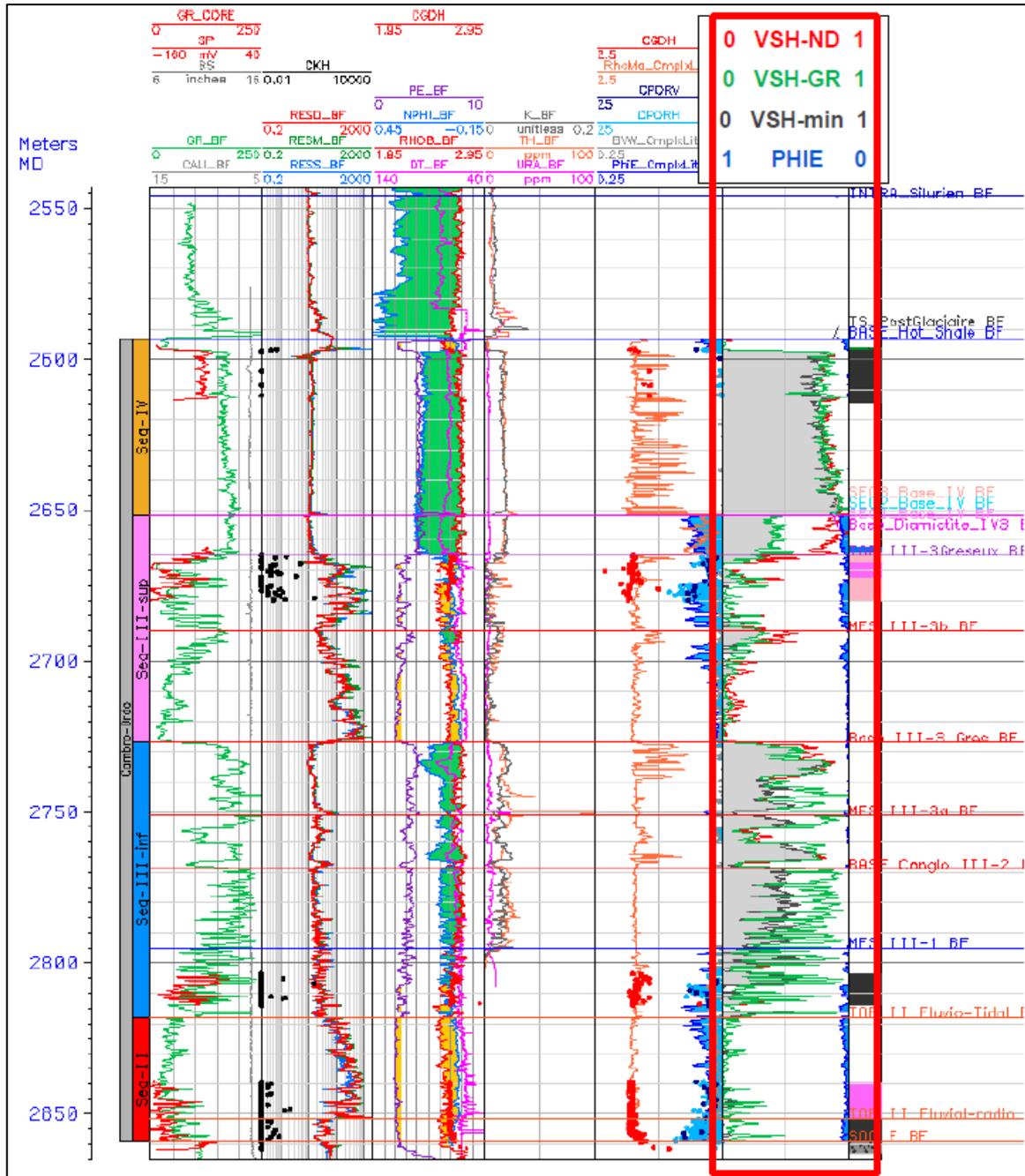


Fig. 42- Différents calculs du volume d'argiles.

### 3. Estimation de la porosité effective

L'interprétation de la porosité effective est basée sur les logs de porosité disponibles après correction du volume d'argiles présent dans la roche (fig. 43). Différentes méthodes ont été considérées:

-en utilisant la combinaison Neutron-Densité: Techniquement, la meilleure estimation de la porosité effective résulte de l'utilisation de la méthode combinée Neutron-Densité dans un module de lithologie complexe. Le calcul de la porosité s'affranchissant alors des effets de la lithologie.

-en utilisant un outil de porosité seul.

Il est important de souligner que l'utilisation de la combinaison Neutron-Densité permet une interprétation plus homogène entre les puits. Néanmoins, l'utilisation d'un seul outil de porosité est parfois nécessaire comme dans le cas du puits WIA-1 où uniquement une diagraphie sonique existe.

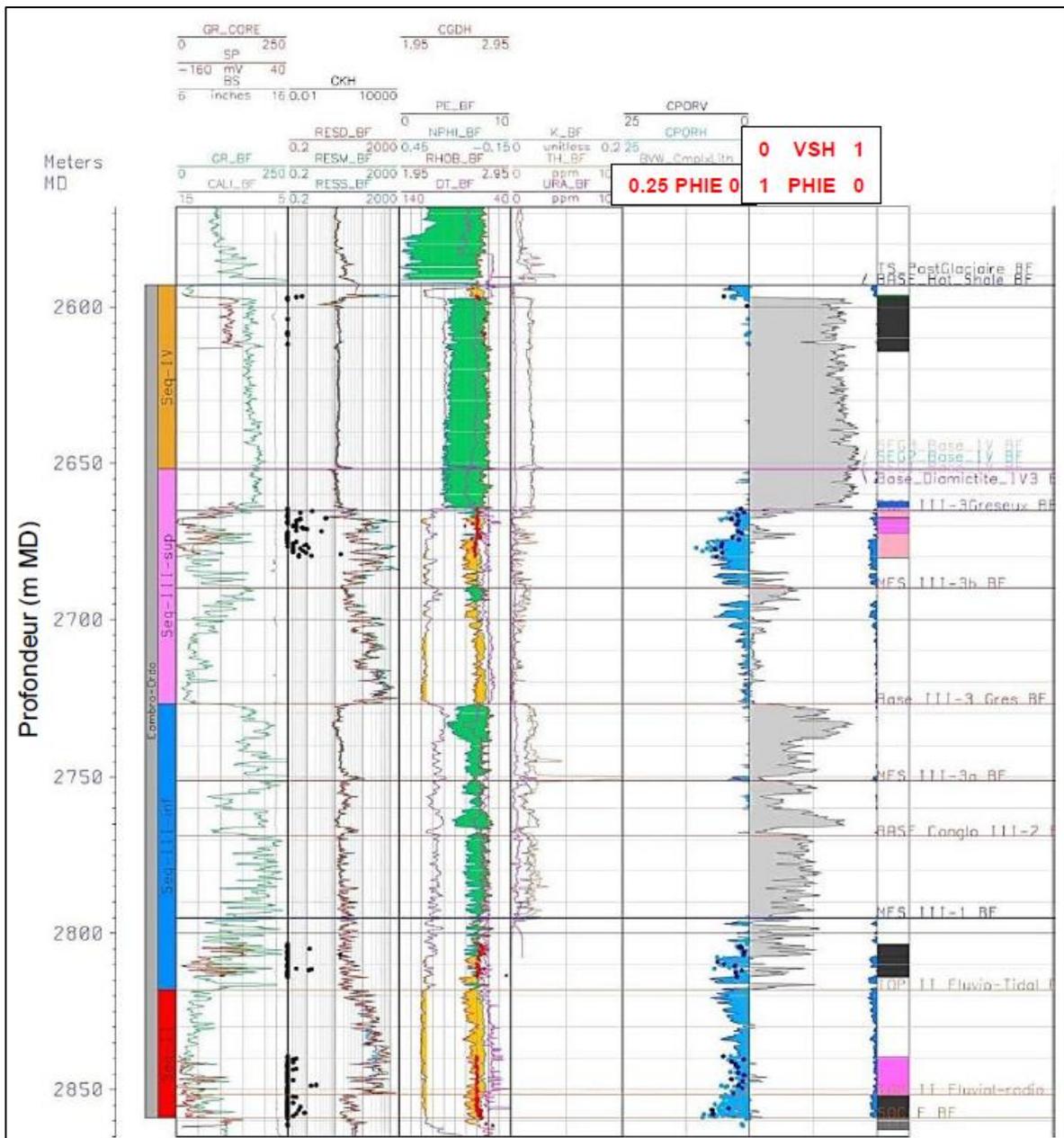


Fig. 43-Volume d'argiles et porosité estimée.

Les résultats de l'interprétation ont été ensuite comparés aux données de carottes en réalisant des Log composites ainsi qu'un cross plot porosité mesurée sur les carottes en fonction de la porosité calculée à partir des diagraphies. Ces deux méthodes montrent une excellente corrélation entre les données de carottes et le calcul de la porosité effectuée (fig. 44) La porosité effective finale (PHIE) est ensuite utilisée pour le calcul de la saturation en eau.

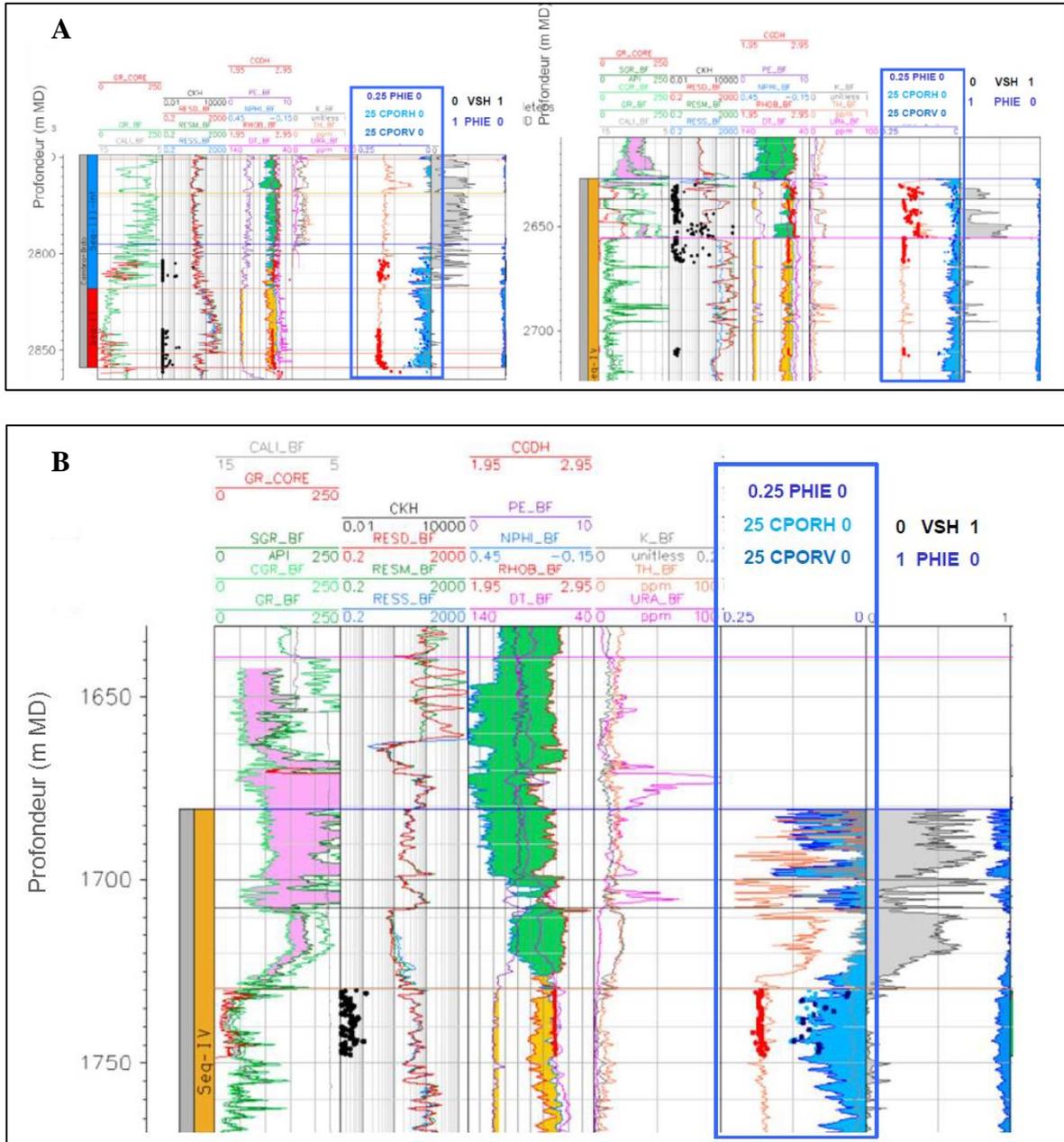


Fig. 44- Exemple de corrélation entre les données de carotte et l'interprétation de porosité

Afin de vérifier l'homogénéité de l'interprétation des figures précédentes, une corrélation entre les puits a été réalisée donnant ainsi une image sur la teneur en argiles des niveaux réservoirs et sur l'évolution horizontale (fig. 45).

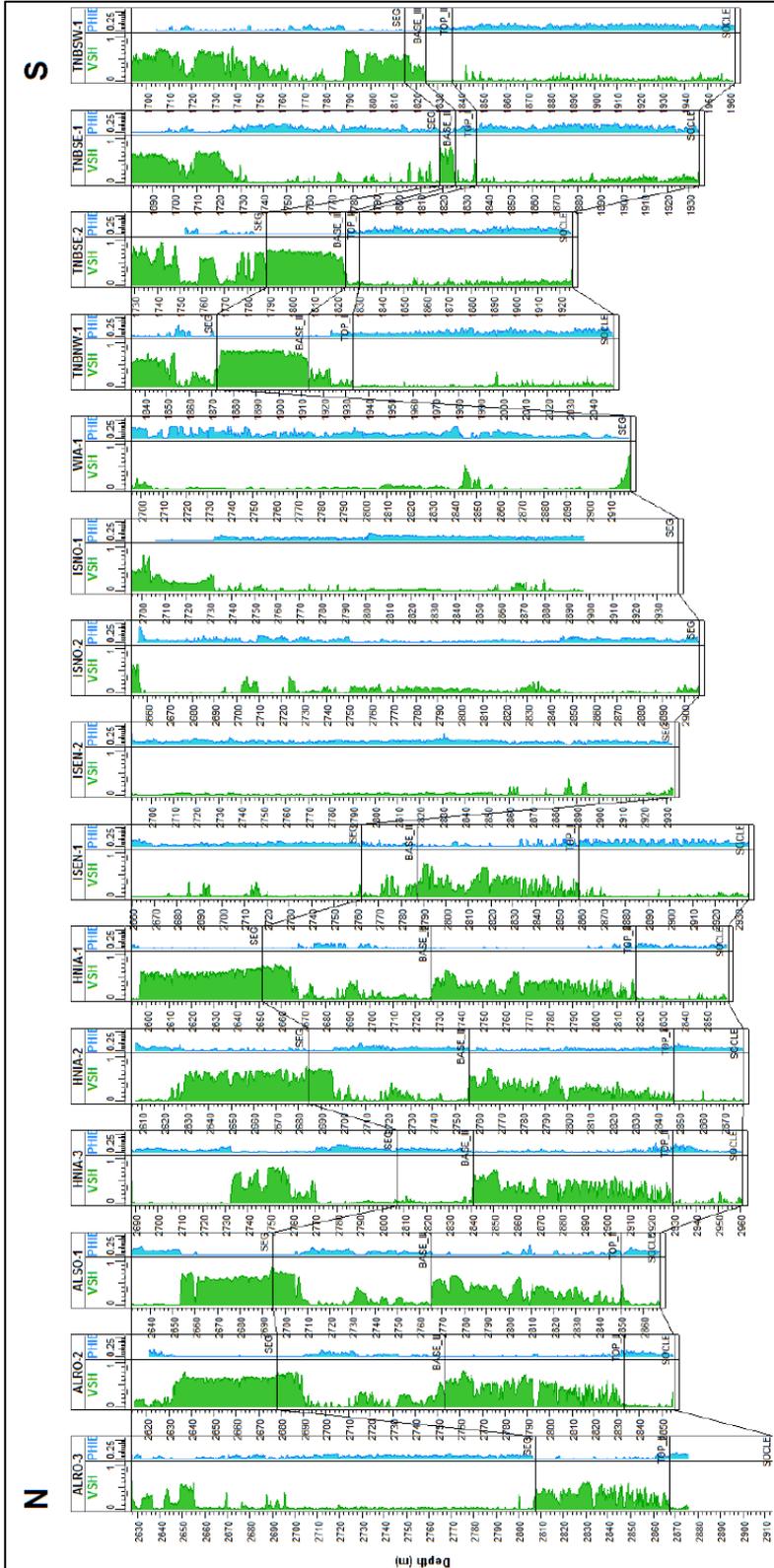


Fig.45- Corrélation N-S entre les Vsh calculés par puits.

#### 4. Calcul de la saturation en eau

Le calcul de la saturation en eau a été effectué en appliquant l'équation de Simandoux qui utilise la porosité effective et la diagraphie de résistivité profonde. Afin de calibrer le calcul de la saturation en eau, les paramètres de résistivité de l'eau de la formation ainsi que les paramètres de saturation a, m et n doivent être évalués.

Notons qu'en absence de mesures SCAL (Special Core AnaLysis), des Pickett plots ont été préparés afin d'estimer les paramètres de saturation (a, m et n) les plus adaptés pour le calcul. Ce graphique est une représentation visuelle de l'équation de saturation en eau et permet d'estimer de manière qualitative les paramètres de saturation par l'ajustement de droites de saturation en eau.

L'équation Simandoux utilisée pour le calcul de la saturation en eau  $S_{west}$ :

$$1/R_t = (S_{wn} * PHIE_{BFm}) / (a * R_{wtemp}) + (VSHBF * S_w) / R_{tclay}$$

La figure 46 ci-après illustre les résultats des différents calculs de saturation pour le puits TNBSW-1 dans les Unités IV, III et II, avec un zoom de l'Unité II et III gréseuse (bassin d'Ilizi). Les calculs de  $S_w$  ont été comparés aux tests de puits afin de réaliser un contrôle qualitatif.

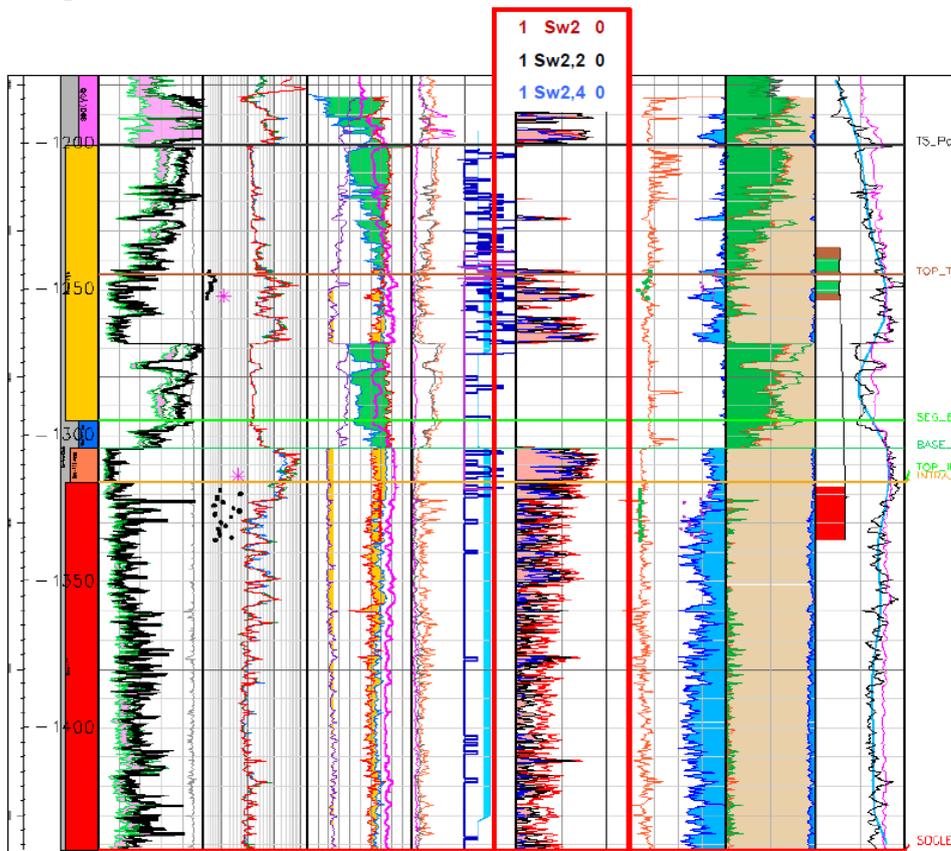


Fig. 46- Exemple des différents calculs de  $S_w$  - TNBSW-1, zoom des Unités II et III gréseuse

## 5. Electrofaciès

Afin de distinguer les différentes lithologies d'une part et de calculer les lois de perméabilité d'autre part, une évaluation de rock types "simplifiée", basée sur l'application de simples cutoffs, sur le volume d'argiles et sur la porosité effective a été analysée ici.

Dans cette optique, il a été décidé de réaliser une analyse d'électrofaciès afin d'aider à distinguer les différentes lithologies et/ou les faciès complexes (en particuliers, les Diamictites / argiles et les différents Grès) et également de calculer les lois de perméabilité pour la discrimination des grès Tight.

La détermination des électrofaciès a été effectuée à l'aide du logiciel EasyTrace™, pour l'ensemble des puits en séparant les différentes unités (Unité IV, Unité III et Unité II). Les diagraphies utilisées sont:

- pour l'Unité IV: CGR, GR, NPHI et RHOB;
- Pour l'Unité III: DT, GR, NPHI, RHOB;
- Pour l'Unité II: GR, NPHI, RHOB.

La détermination finale des électrofaciès (pour l'ensemble des points des puits de référence) est illustrée par les figures 44 et 45, avec les diagrammes croisés (Neutron/Densité, Neutron/DT, PHIE/VSH et Phie/SW) montrant la distribution des classes dans l'espace diagraphique et pour chaque Unité par les figures 47 à 52.

Nous tenons à préciser que électrofaciès possèdent des signatures diagraphiques nettement distinctes les unes des autres.

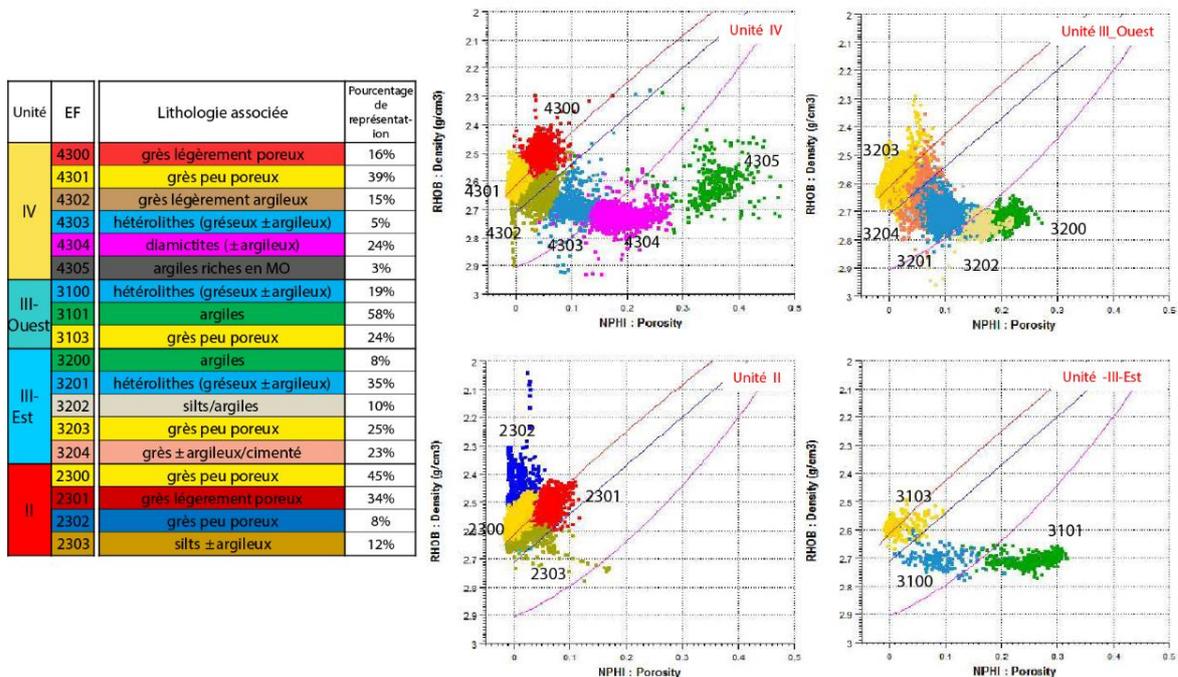


Fig. 47- Descriptions des électrofaciès obtenus par Unité 1 /2

Unité	EF	GR	NPHI	RHOB	DT	VSH	PHIE	Lithologie associée	Pourcentage de représentation
IV	4300	30-90	0.017-0.05	2.48-2.56	59-67	0-0.05	0.05-0.09	grès légèrement poreux	16%
	4301	27-62	-0.007 - 0.02	2.54-2.61	56-62	0-0.03	0.02-0.05	grès peu poreux	39%
	4302	68-156	0.012-0.058	2.6-2.68	56-64	0.03-0.19	0-0.04	grès légèrement argileux	15%
	4303	96-200	0.07-0.13	2.63-2.73	62-72	0.14-0.40	0-0.03	hétérolithes (gréseux ± argileux)	5%
	4304	159-200	0.16-0.22	2.7-2.75	68-77	0.48-0.68	0-0.01	diamictites (± argileux)	24%
	4305	167-347	0.3-0.4	2.53-2.68	76-96	0.50-0.68	0	argiles riches en MO	3%
III	3100	99-178	0.04-0.14	2.65-2.74	62-70	0.12-0.41	0-0.02	hétérolithes (gréseux ± argileux)	19%
	3101	182-225	0.2-0.29	2.68-2.73	79-84	0.63-0.80	0	argiles	58%
	3103	23-90	-0.005-0.05	2.54-2.62	57-64	0-0.07	0.02-0.06	grès peu poreux	24%
	3200	166-210	0.09-0.23	2.68-2.74	75-99	0.28-0.76	0	argiles	8%
	3201	156-232	0.07-0.12	2.67-2.75	61-66	0.24-0.49	0-0.01	hétérolithes (gréseux ± argileux)	35%
	3202	155-207	0.13-0.19	2.71-2.77	65-73	0.32-0.66	0-0.01	silts/argiles	10%
	3203	26-84	-0.011-0.04	2.53-2.65	56-63	0-0.07	0.01-0.06	grès peu poreux	25%
	3204	86-148	0.027-0.086	2.6-2.7	59-66	0.07-0.27	0-0.04	grès ± argileux/cimenté	23%
II	2300	28-83	-0.004-0.03	2.5-2.6	56-66	0-0.04	0.03-0.07	grès peu poreux	45%
	2301	59-124	0.04-0.08	2.5-2.6	62-71	0.01-0.10	0.05-0.1	grès légèrement poreux	34%
	2302	28-93	-0.008-0.03	2.35-2.5	59-82	0	-	grès peu poreux	8%
	2303	49-153	0.0008-0.06	2.6-2.7	55-65	0.01-0.16	0.01-0.05	silts ± argileux	12%

Fig. 48- Descriptions des électrofaciès obtenus par Unité 2/2.

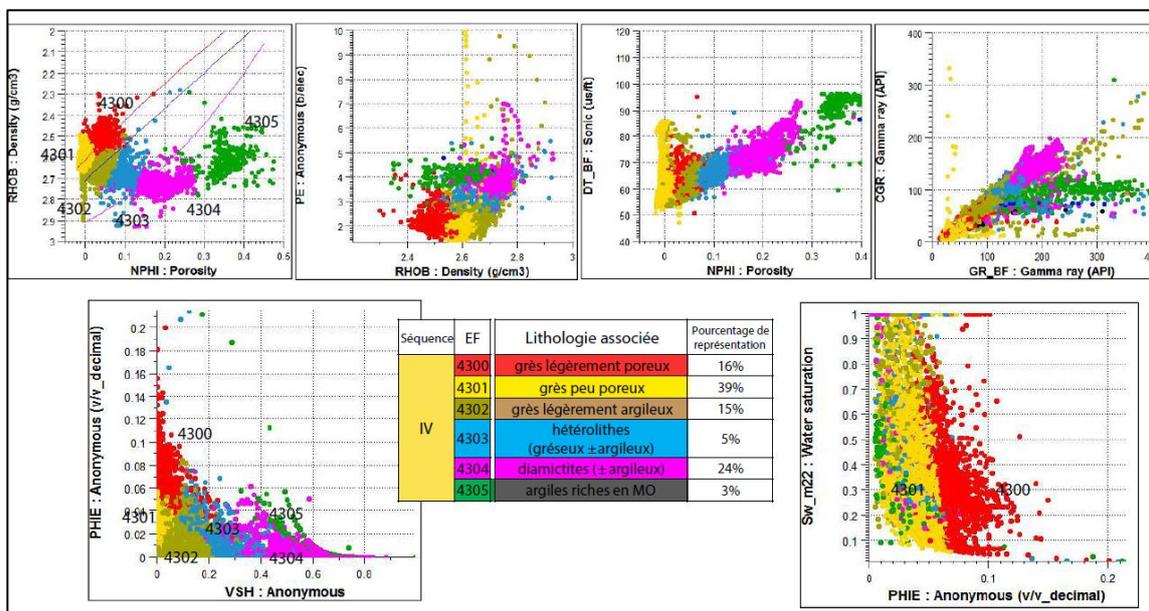


Fig. 49- Descriptions des électrofaciès de l'Unité IV.

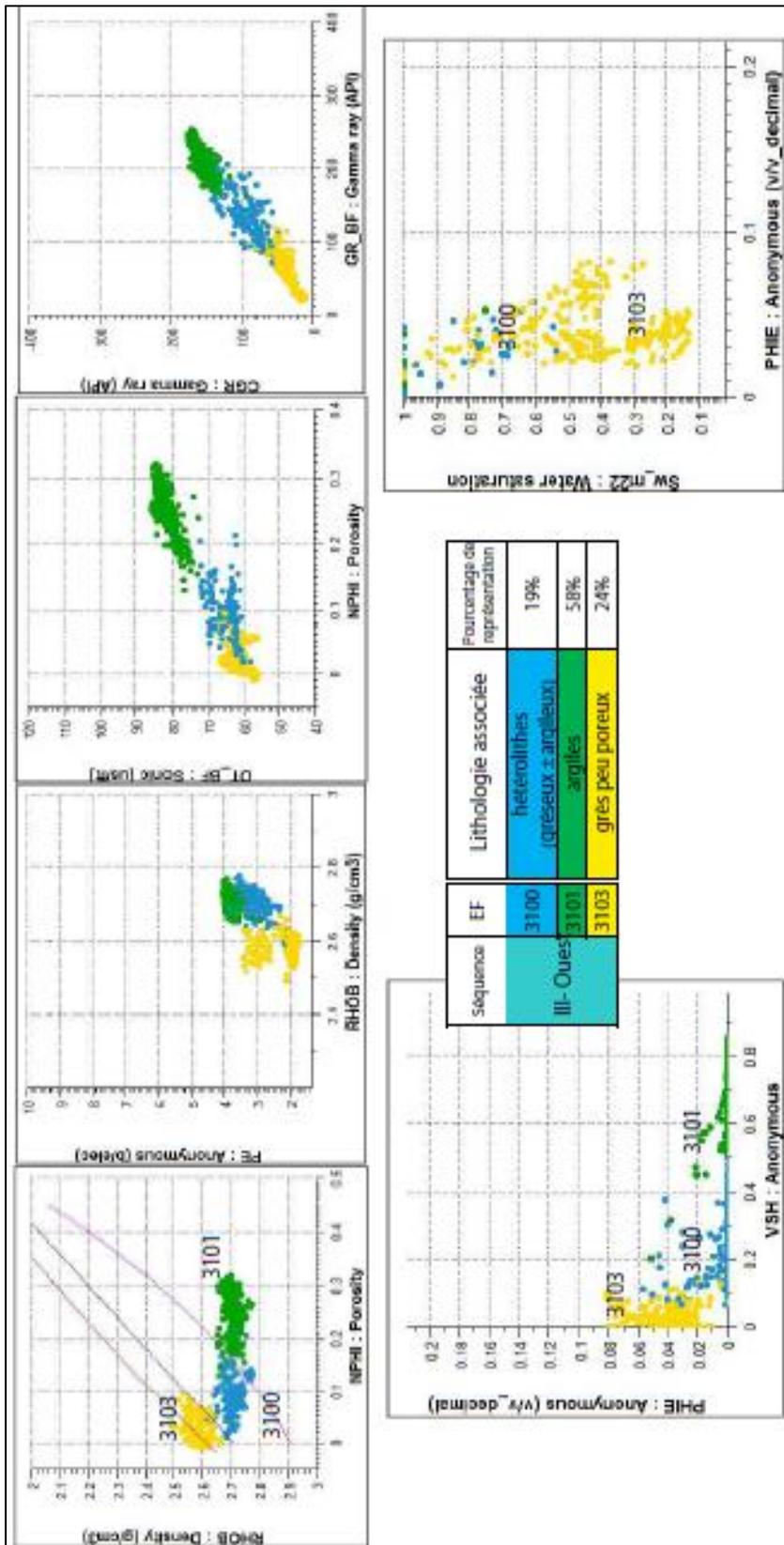


Fig. 50- Descriptions des électrofaciès de l' Unité III à l' Ouest.

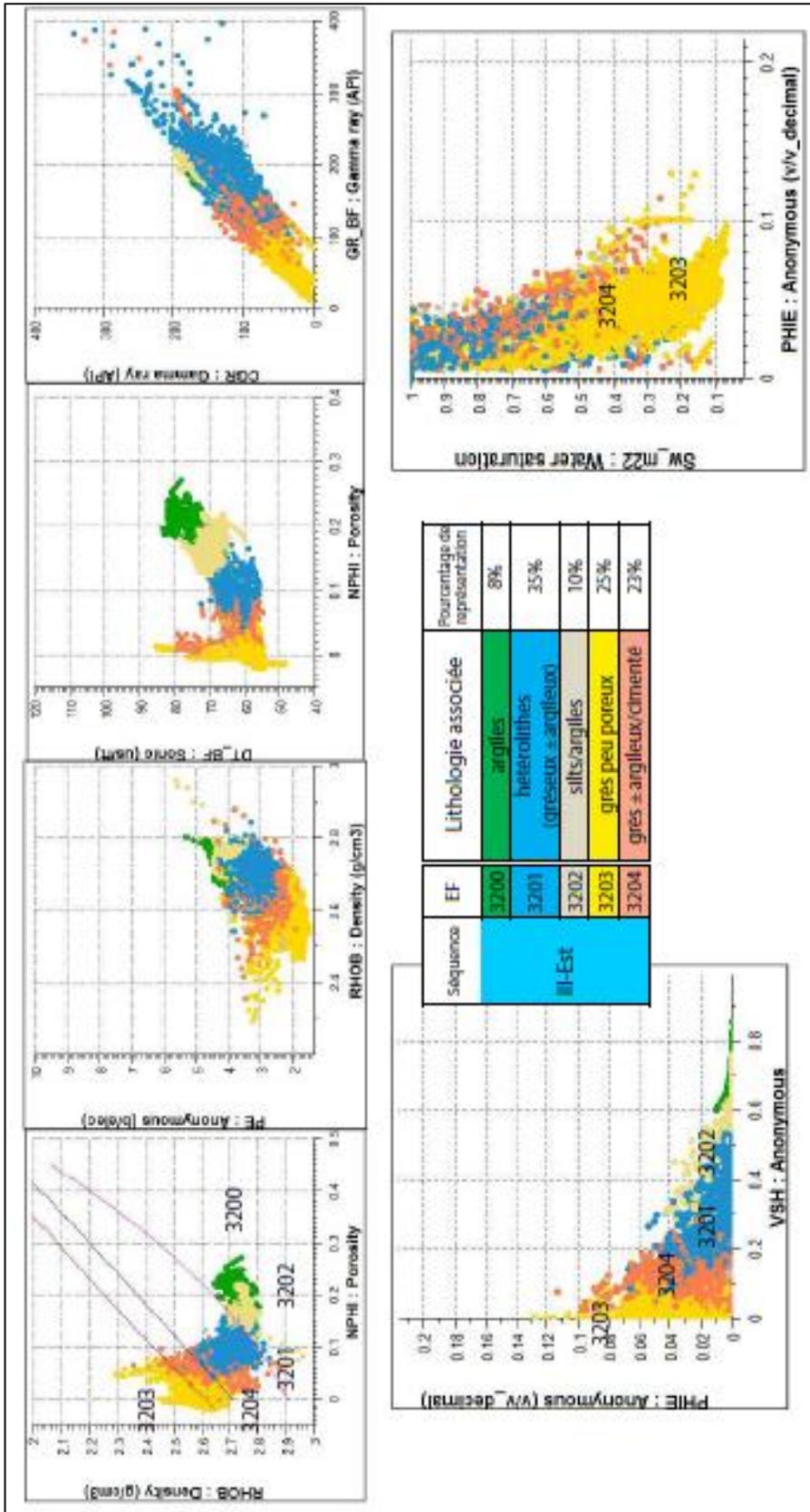


Fig. 51- Descriptions des électrofacès de l' Unité III à l' Est

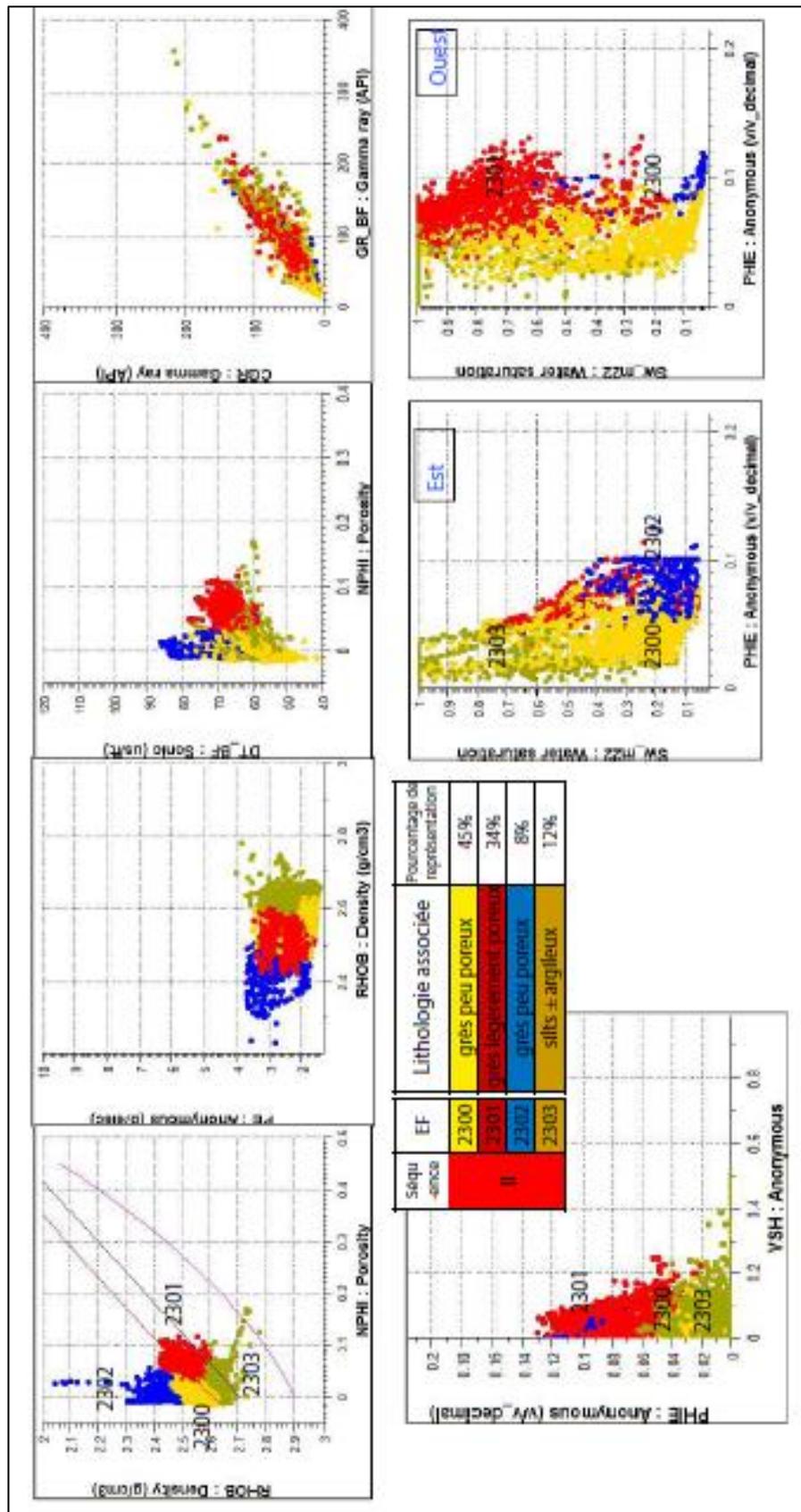


Fig. 52- Descriptions des électrofacies de l' Unité II.

A ce stade, six électrofaciès ont été définis pour l'unité IV, trois pour l'unité III des puits de Ouest, cinq pour l'unité III de la zone Est et quatre pour l'unité II.

Une fois les classes des 2lectrofaciès définies à l'ensemble de l'intervalle étudié des puits, la cohérence entre les faciès sédimentaires (issus des carottes et de l'interprétation sédimentologique) et électrofaciès a été analysée. Cette cohérence est très bonne comme c'est bien illustré, à l'exemple de la figure 49 de l'Unité IV du puits d'ALRO-3 (fig. 53).

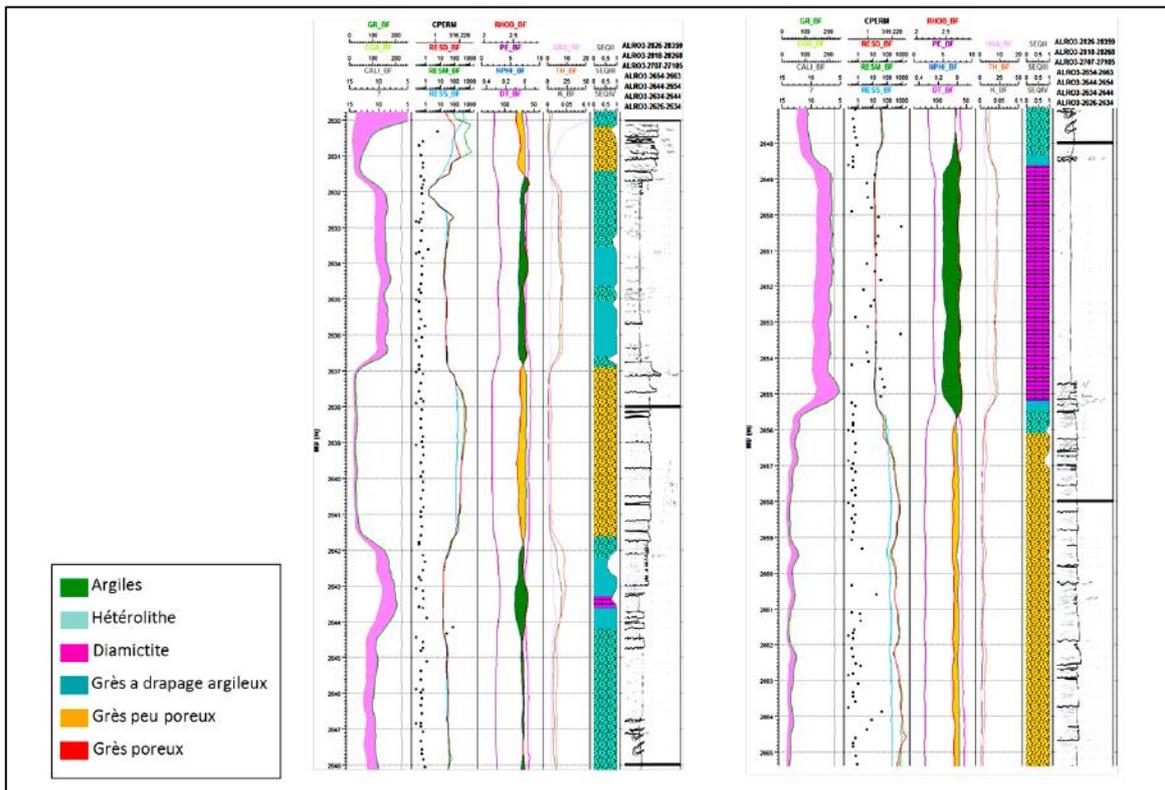


Fig. 53- Log composite de ALRO-3 (Unité IV).

En conclusion, une section Nord-Sud avec un ensemble des puits (fig. 54) confirme l'homogénéité de l'interprétation entre les puits ainsi que les variations latérales par unité stratigraphique. La définition de ces électrofaciès, nous a permis de:

- mieux guider l'interprétation sédimentologique en différenciant des faciès selon leur signature diagaphique (e.g. diamictites, argiles etc.);

- mieux distinguer les grès peu poreux d'un point de vue relation fluide-roche. A titre d'exemple, les grès peu poreux de l'Unité II (2300 et 2301) dont la saturation et la perméabilité sont différentes et sans relation directe avec la porosité.

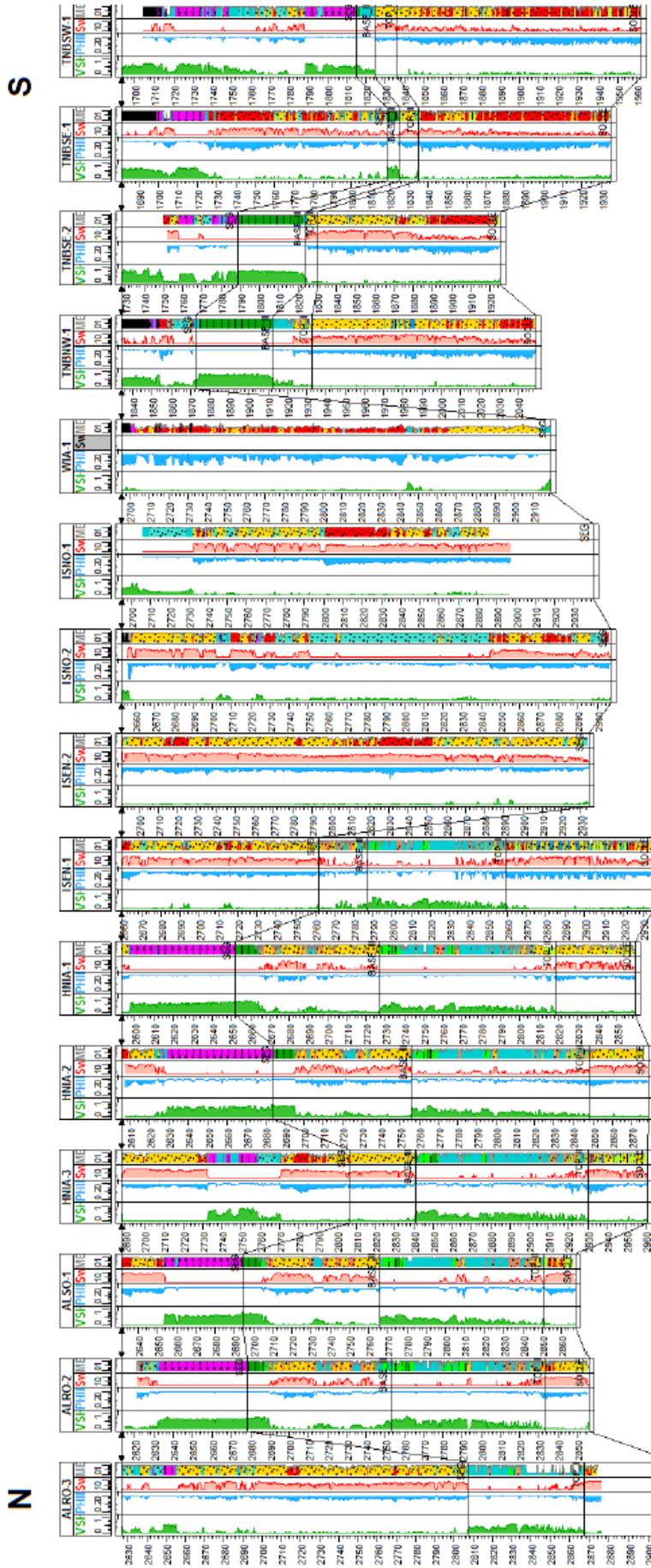


Fig. 54- Section Nord-Sud des puits avec l' interprétation de VSH, PHIE, Sw et EF.

## B. Synthèse des résultats par puits

Afin de synthétiser graphiquement les résultats obtenus lors de l'étude pétrophysique (voir figures 53 et 54), nous avons été amenés à réaliser des logs composites. Dans ce log composite, nous avons également ajouté les courbes d'impédances (puits et dans le pas d'échantillonnage de la bande passante sismique), les courbes de densité de fracture des carottes provenant des imageries et le KH issu de l'analyse des tests de puits.

Dans les figures 55 et 56, nous constatons un très bon calage des calculs KLOG, Sw, PHIE et électrofaciès avec les lithologies, les mesures des carottes (CKH et CPORH) et le test puits.

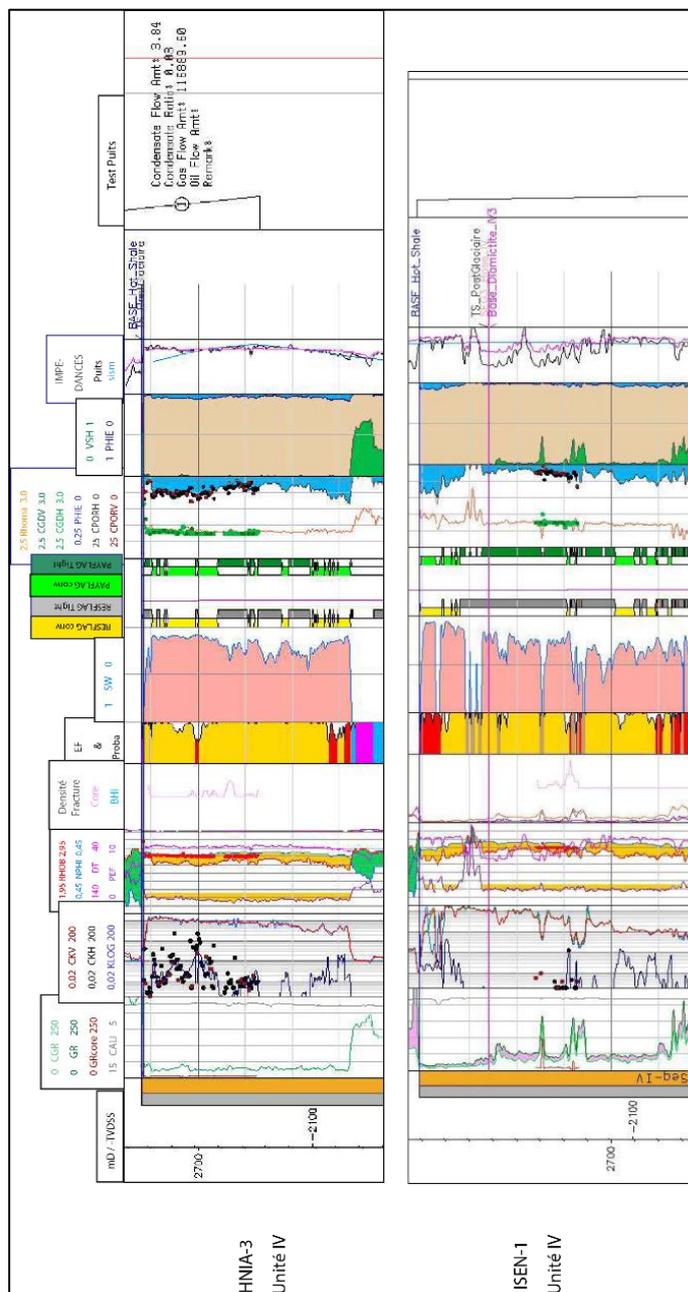


Fig. 55- Synthèse des résultats de l' analyse pétrophysique au puits (Exemples HNIA-3 et ISEN-1 dans le bassin d' Illizi).

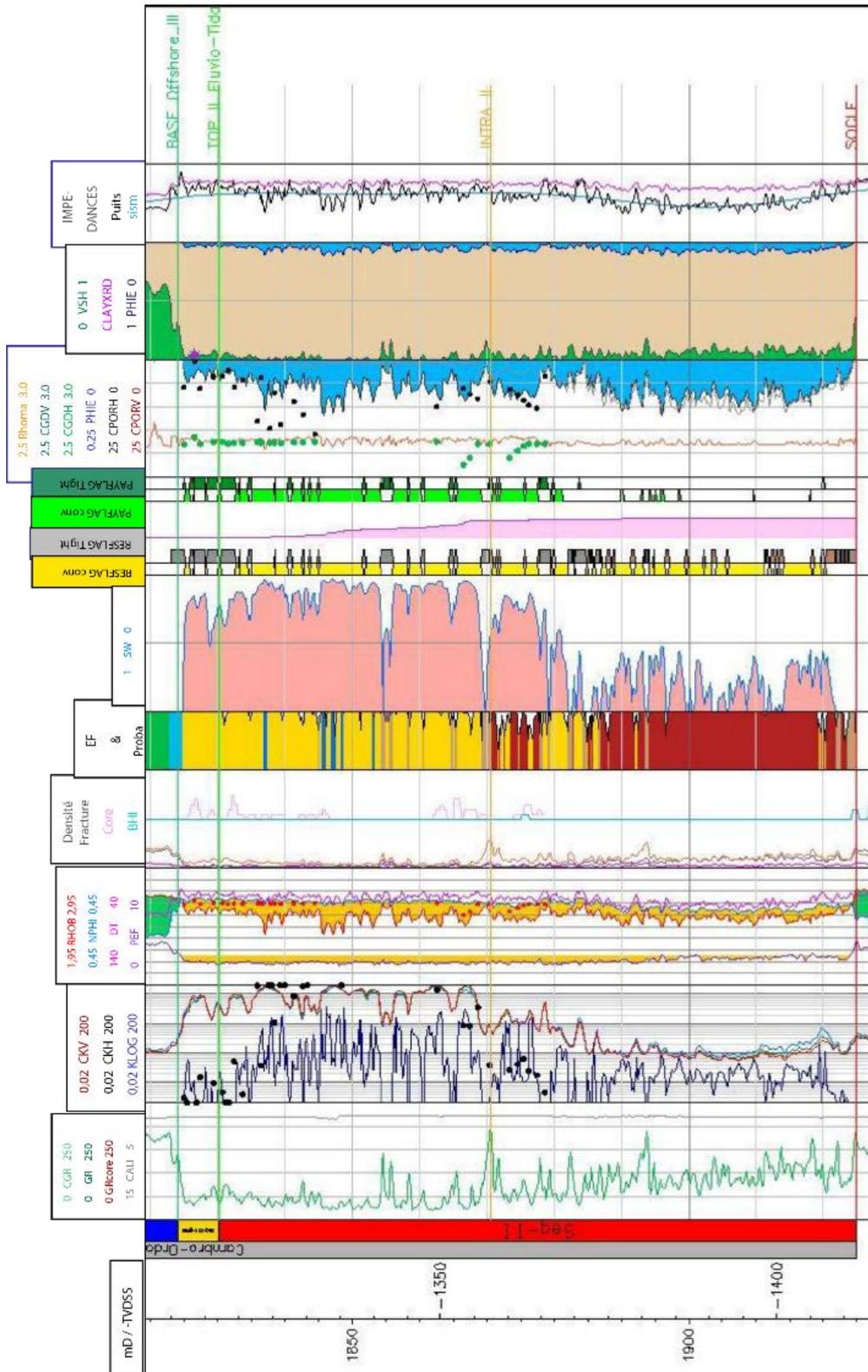


Fig. 56- Synthèse des résultats de l' analyse pétrophysique au puits (Exemple TNBSE bassin Illizi).

TNBSE-2  
Unités III & II

### C. Cartes des risques de dépôts (= Combined Risk Segments)(CRS)

Dans ce travail, des cartes de risques de type CRS (Combined Risk Segments) ont été construites pour la visualisation des zones de plus grand intérêt à explorer les réservoirs Cambro-Ordoviciens.

#### 1. CRS de l'Unité II

La carte des risques de dépôts de l'unité II montre un développement des dépôts selon une direction SE-NW. Elle montre également une forte présence des dépôts dans le bassin d'Illizi et dans la partie Ouest de Berkine (fig. 57). Selon cette même carte, nous distinguons la présence d'un grand risque de dépôts vers l'Est.

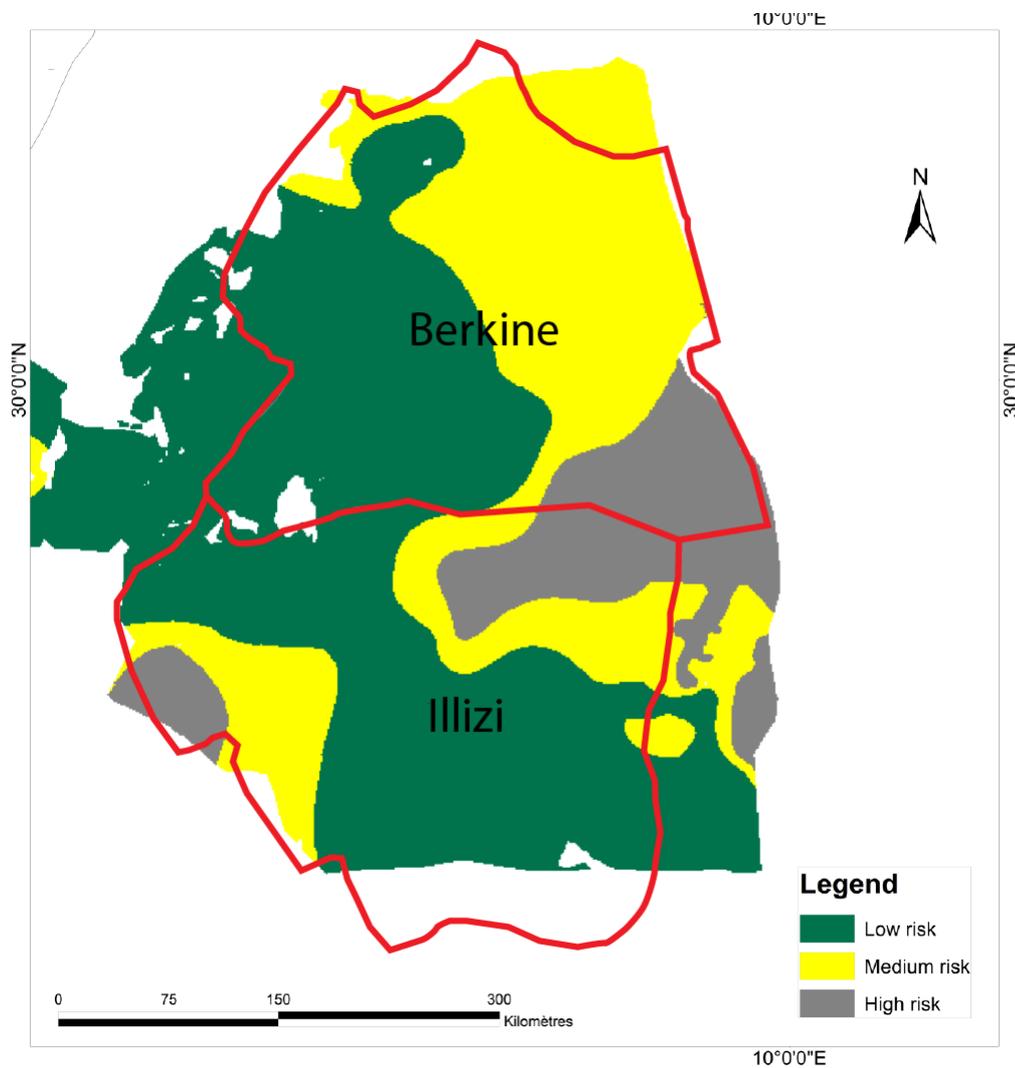


Fig. 57- Carte des risques de dépôts de l'Unité II.

## 2. CRS de l'Unité III

Appelée aussi réservoir des Quartzites de Hamra, ce réservoir présente des bonnes caractéristiques pétrophysiques. Le développement de ce réservoir est accentué dans la partie Est des bassins d'illizi et Berkine (fig. 58)

L'examen de ces résultats reste fiable. Il est et confirmé par la présence de beaucoup de champs dans cette zone, où les Quartzites sont le réservoir principales.

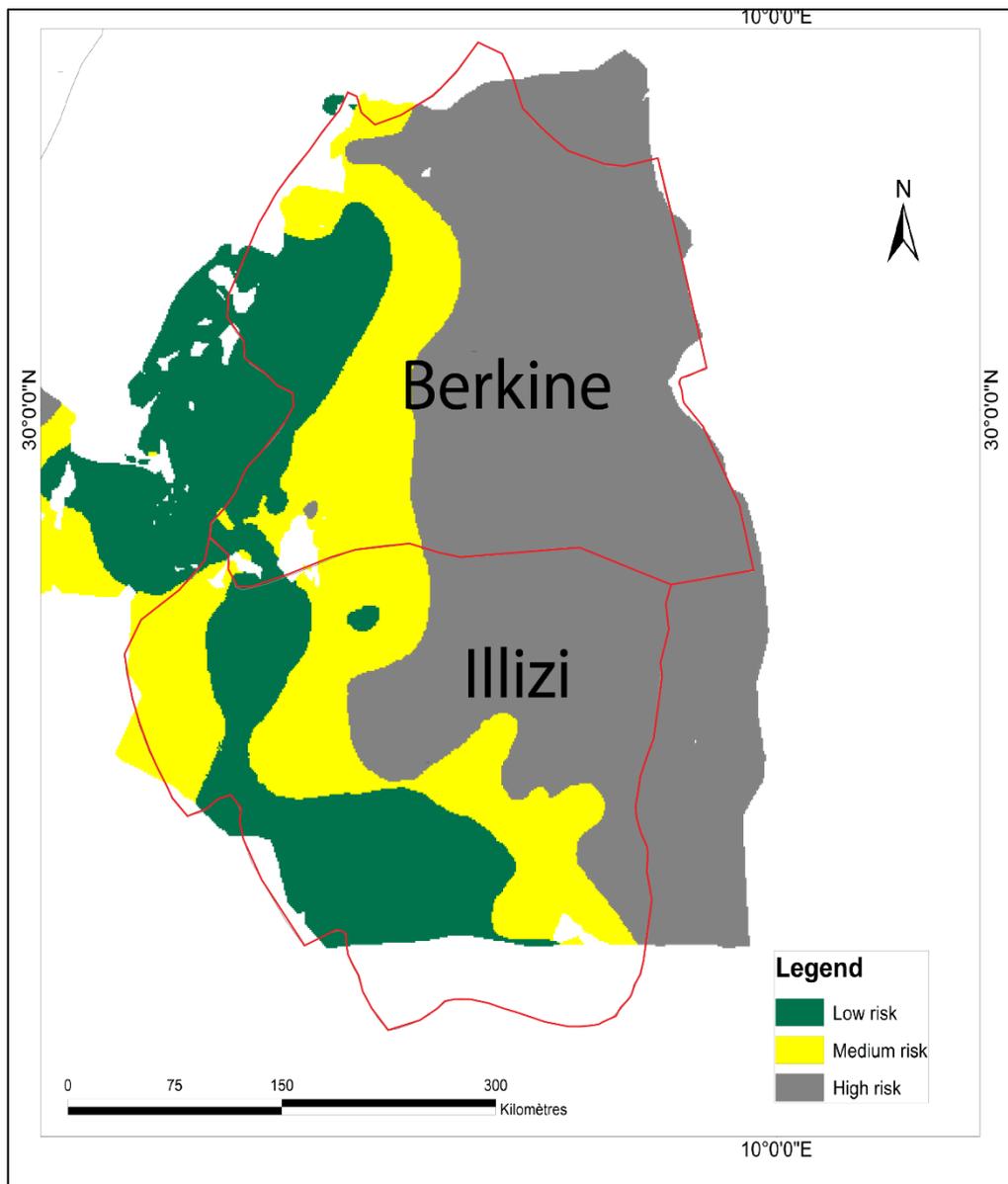


Fig. 58- Carte des risques de dépôts de l'Unité III.

### 3. CRS de l'Unité IV

L'Unité IV témoigne en faveur de la période glaciaire de l'Ordovicien. Elle préserve les caractéristiques d'un bon réservoir dans le bassin d'Illizi. La carte CRS (fig. 59) montre des axes Nord-Sud non connectés pour la distribution de ces dépôts et qui peuvent ne pas être présents dans le bassin de Berkine.

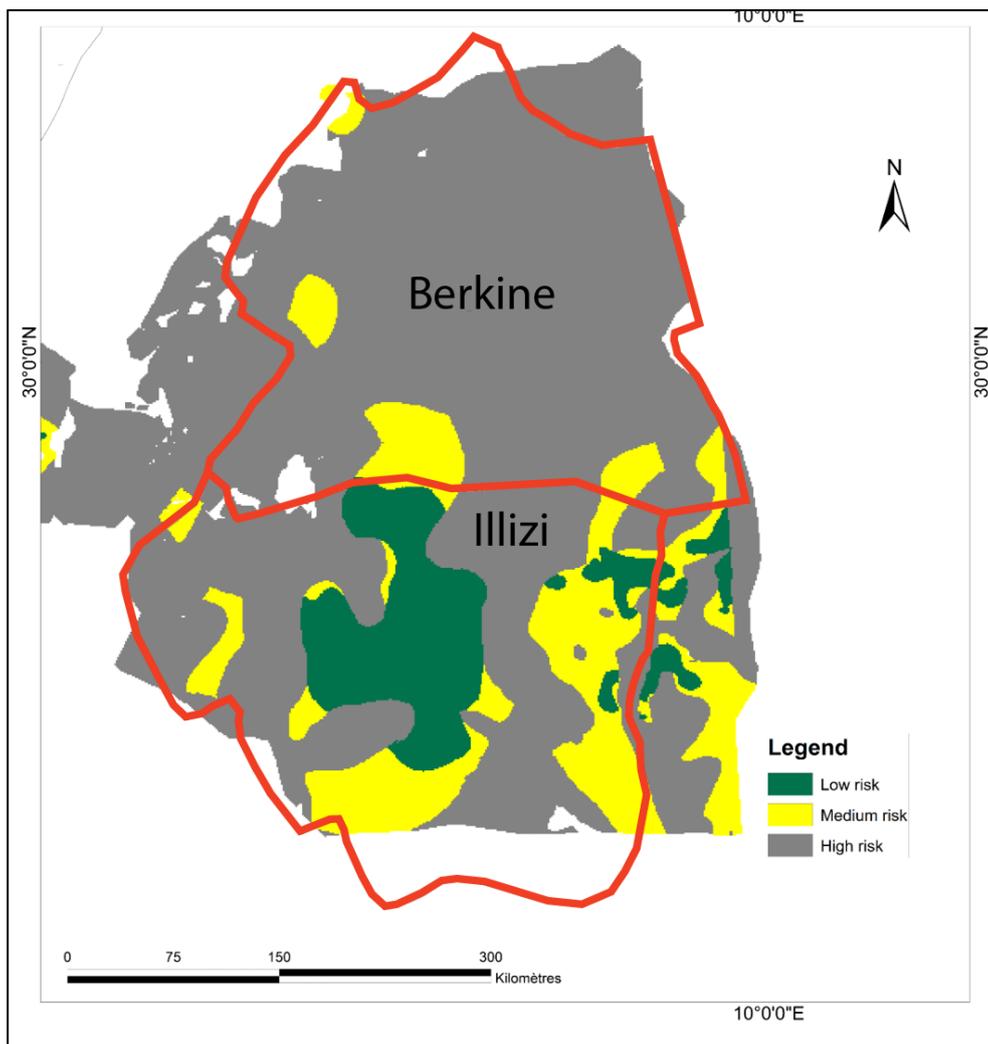


Fig. 59- Carte des risques de dépôts de l'Unité IV.

Quatrième chapitre:  
**COMBINAISON DES RESULTATS**

## Quatrième chapitre: **COMBINAISON DES RESULTATS**

### **I. INTRODUCTION**

A partir des données de carottes (calibrées aux réponses diagraphiques), des associations de faciès, des corrélations des cartes d'épaisseurs par séquence, nous avons pu construire des cartes d'environnements de dépôts appelées (**GDE**)(**Gross Depositional Environment**). En cette phase, les intervalles caractérisés s'étalent sur les séries préglaciaires (Cambro-Ordovicien, unité II et III-2) et sur les séries glaciaires (Ordovicien terminal = Ashgillien, les séquences de l'unité IV).

### **II. CARTES DE GDE (GROSS DEPOSITIONAL ENVIRONMENT)**

#### **A. Carte GDE de l'Unité II**

Cette unité est dominée par des faciès fluviatiles au Sud. Vers le Nord, les faciès sont plutôt fluvio-tidaux. Partout où cette unité a été identifiée, le risque sur la présence de grès est minime (fig. 60). Ainsi, cet intervalle stratigraphique qui se situe fort probable niveau du biseau contre faille observée dans la région du puits HFR-1 (centre de Berkine), à une profondeur qui peut atteindre 6 km?, se distingue par une qualité du réservoir dépendant de l'impact de la diagenèse,

#### **B. Carte GDE Unité II-2**

Cet intervalle chronologique se distingue par la présence de deux milieux de dépôts (fig. 61):

##### 1. Shoreline –Shelf de haute énergie

Au total, il comprend 5 associations de faciès qui peuvent être regroupés en 2 milieux de dépôts. Il s'agit du shoreface supérieur à influence tidal et du shelf. Les faciès sédimentologiques correspondent à des grès à grains grossiers, renfermant des structures sédimentaires et quelques terriers. Ces grès ont un certain potentiel de réservoir.

##### 2. Shoreline –Shelf de basse énergie

Il est formé de 7 associations de faciès étroitement liées dont les éléments suivants sont les plus importants : shelf sablonneux à faible énergie (LS), shelf boueux enfoui (BS), dépôts de shelf condensé (CSd) et pipe rock (PR). En général, les faciès se caractérisent par des grès, des mudstones et une ichnofaune dense.

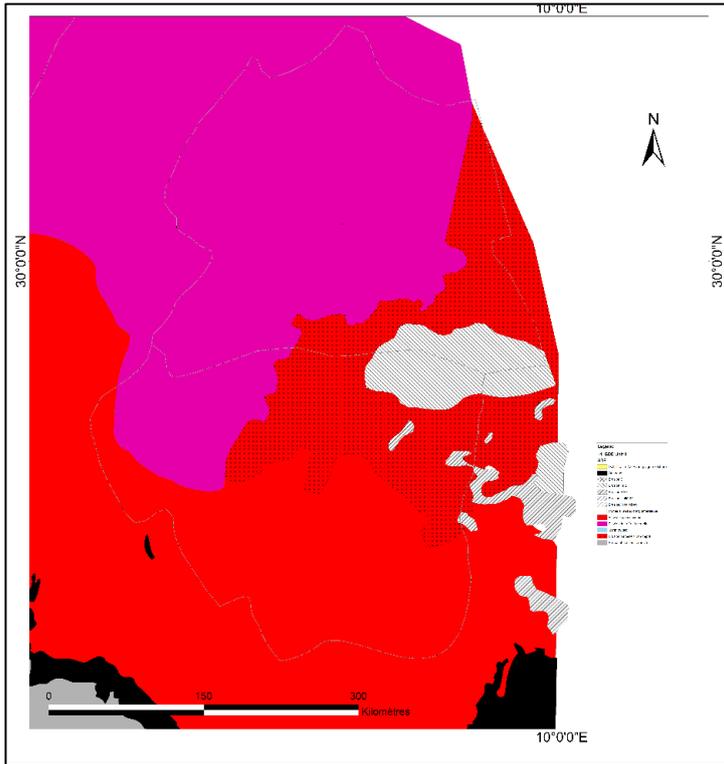


Fig. 60- Carte GDE de l'Unité II.

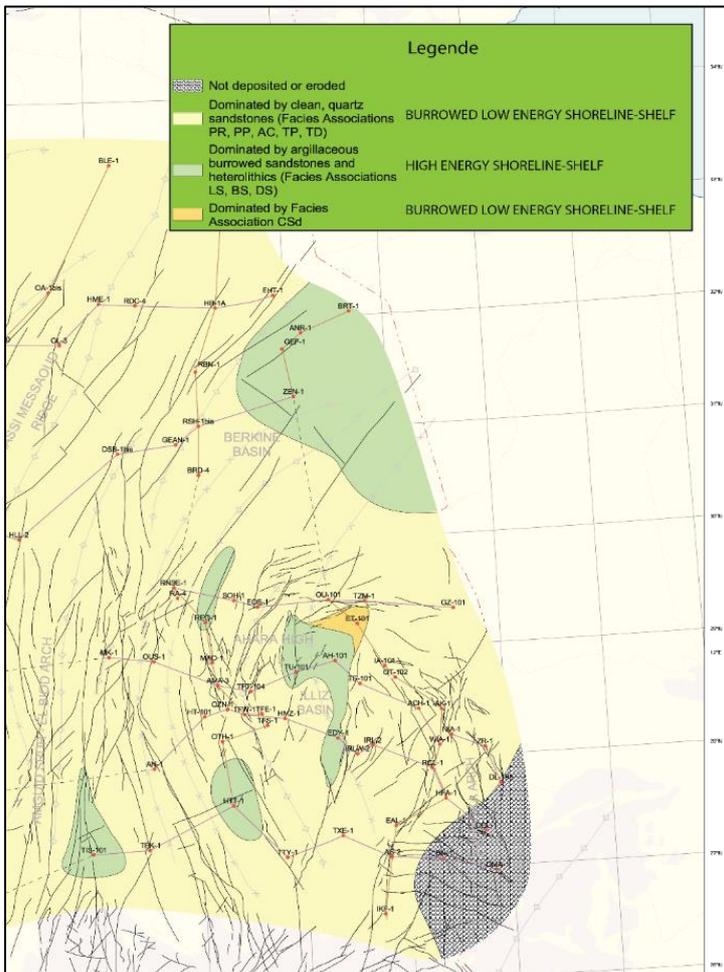


Fig. 61- Carte GDE de l'Unité III-2.

### C. Carte GDE des Unités IV-1, IV-2 et IV3

Cet intervalle, comprend 5 associations de faciès dont 3 seulement sont significatives. Ce sont les associations : BC (dépôts proximaux de chenaux tressés et de coulées de débris), BR : (dépôts de chenaux tressés ou de plaine deltaïque) et DP (dépôts la zone inférieure du delta) (figs. 62-64). Elles sont toutes caractérisées par des faciès gréseux à grains grossiers, témoignant l'existence d'un excellent réservoir pétrolier.

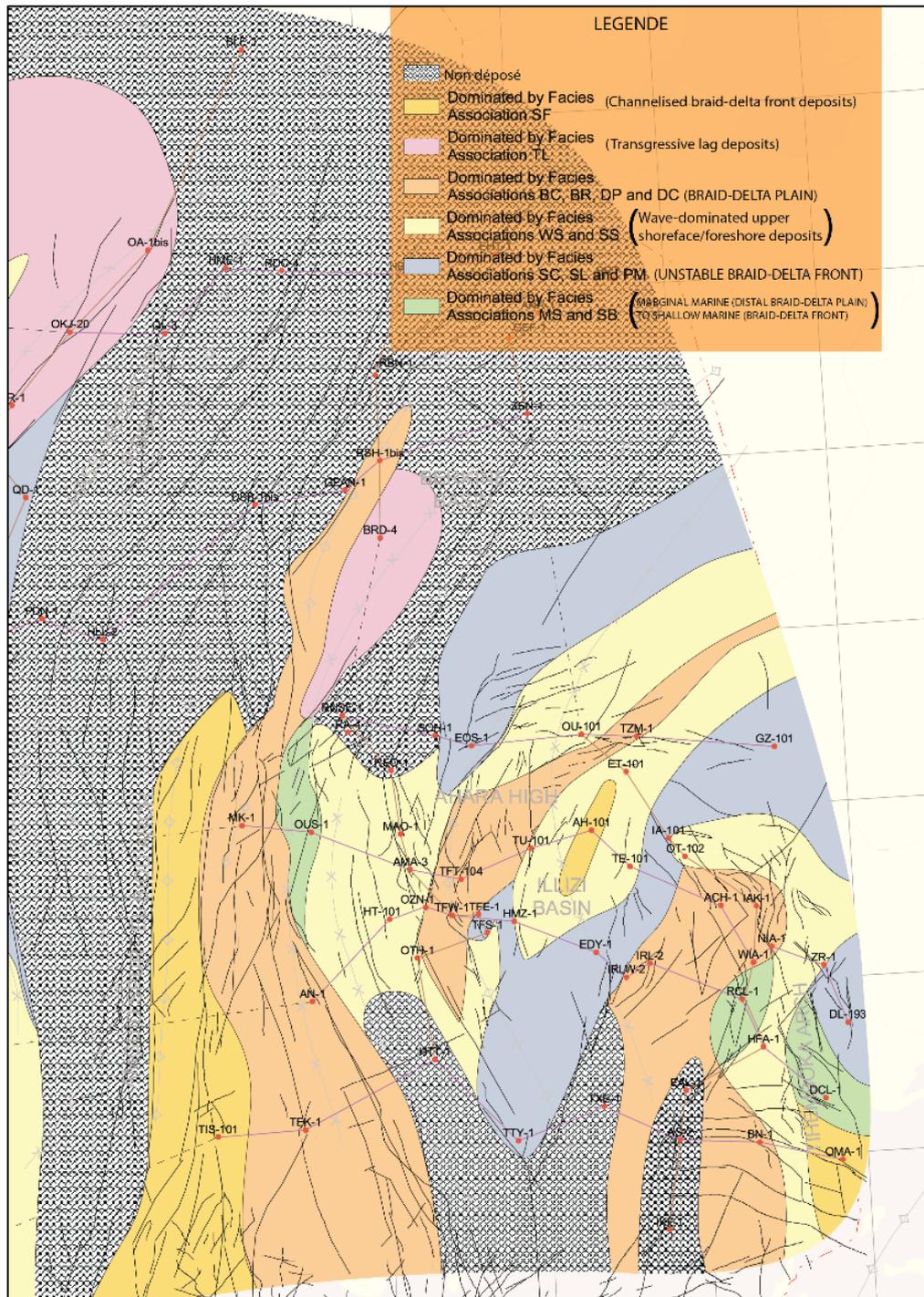


Fig. 62- Carte GDE de l'Unité IV-1.

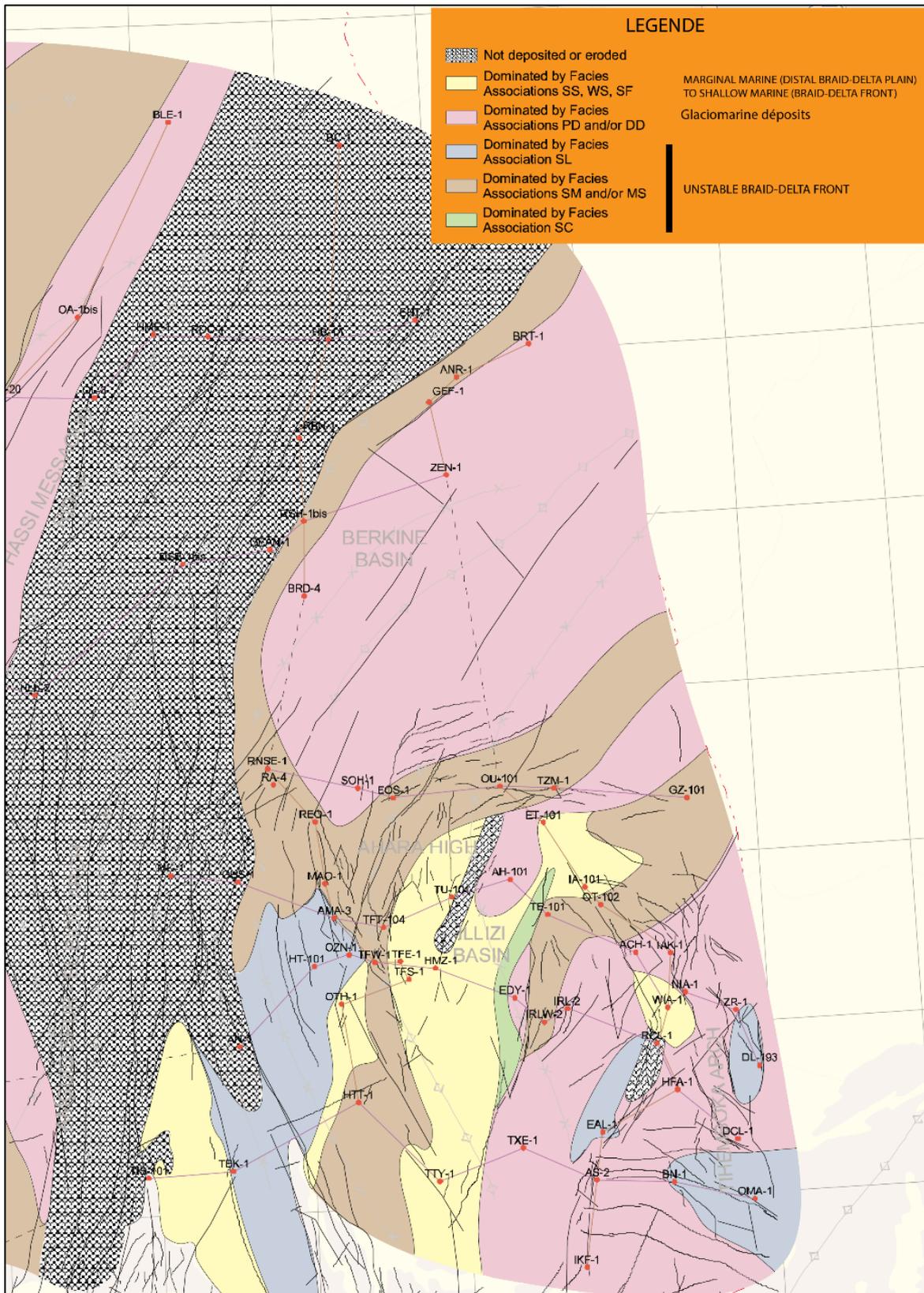


Fig. 63- Carte GDE de l'Unité IV-2.

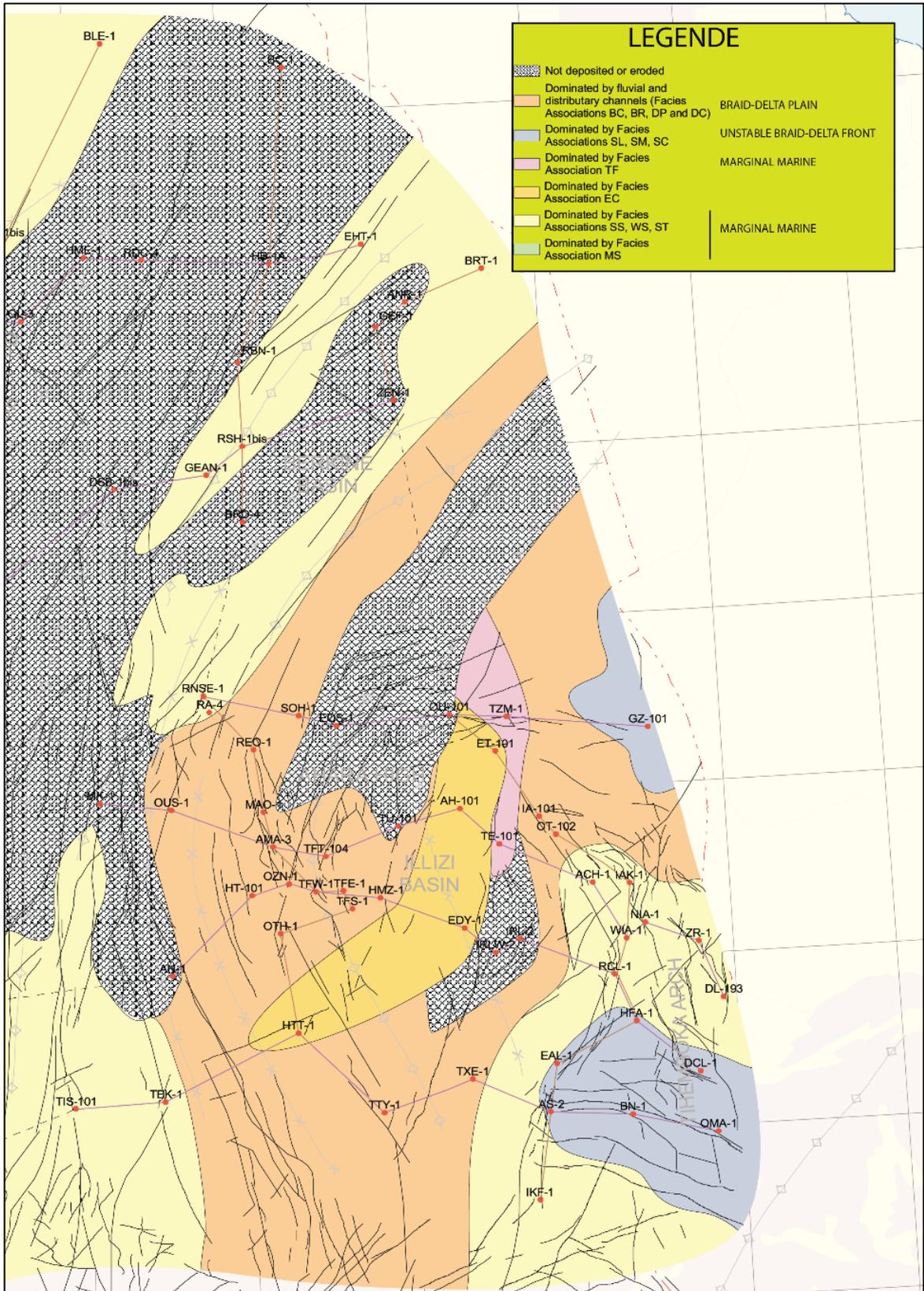


Fig. 64- Carte GDE de l'Unité IV-3.

### III. MODELES DE SUBSURFACE DES VALLEES GLACIAIRES

Durant l'interprétation des données de sismique 3D, nous avons constaté l'existence des vallées glaciaires à l'Ordovicien supérieur. Il s'agit d'une image claire qui dessine lors de la conversion temps-profondeur (figs. 65 et 66).

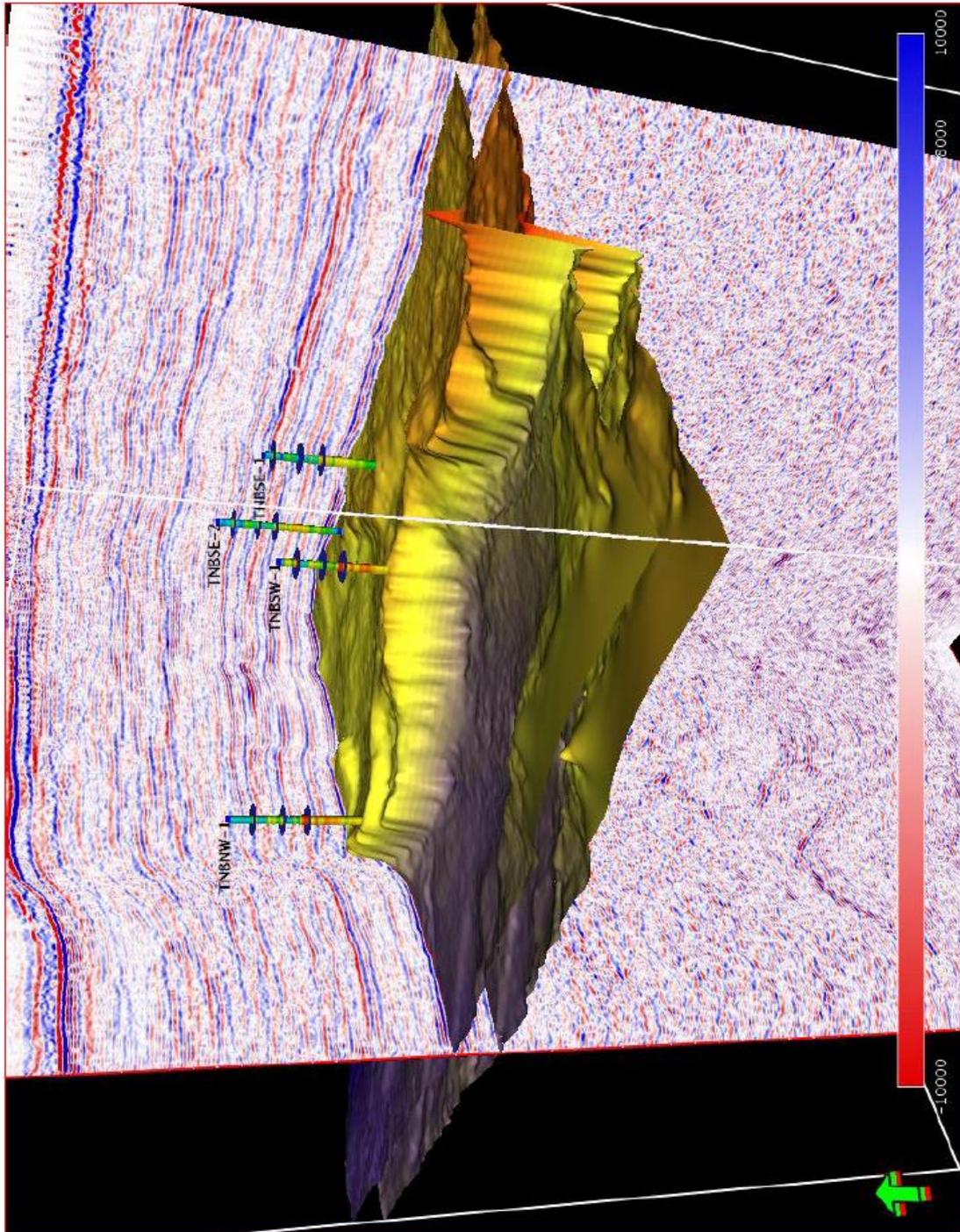


Fig. 65- Structure de la vallée glaciaire sur la sismique 3D.

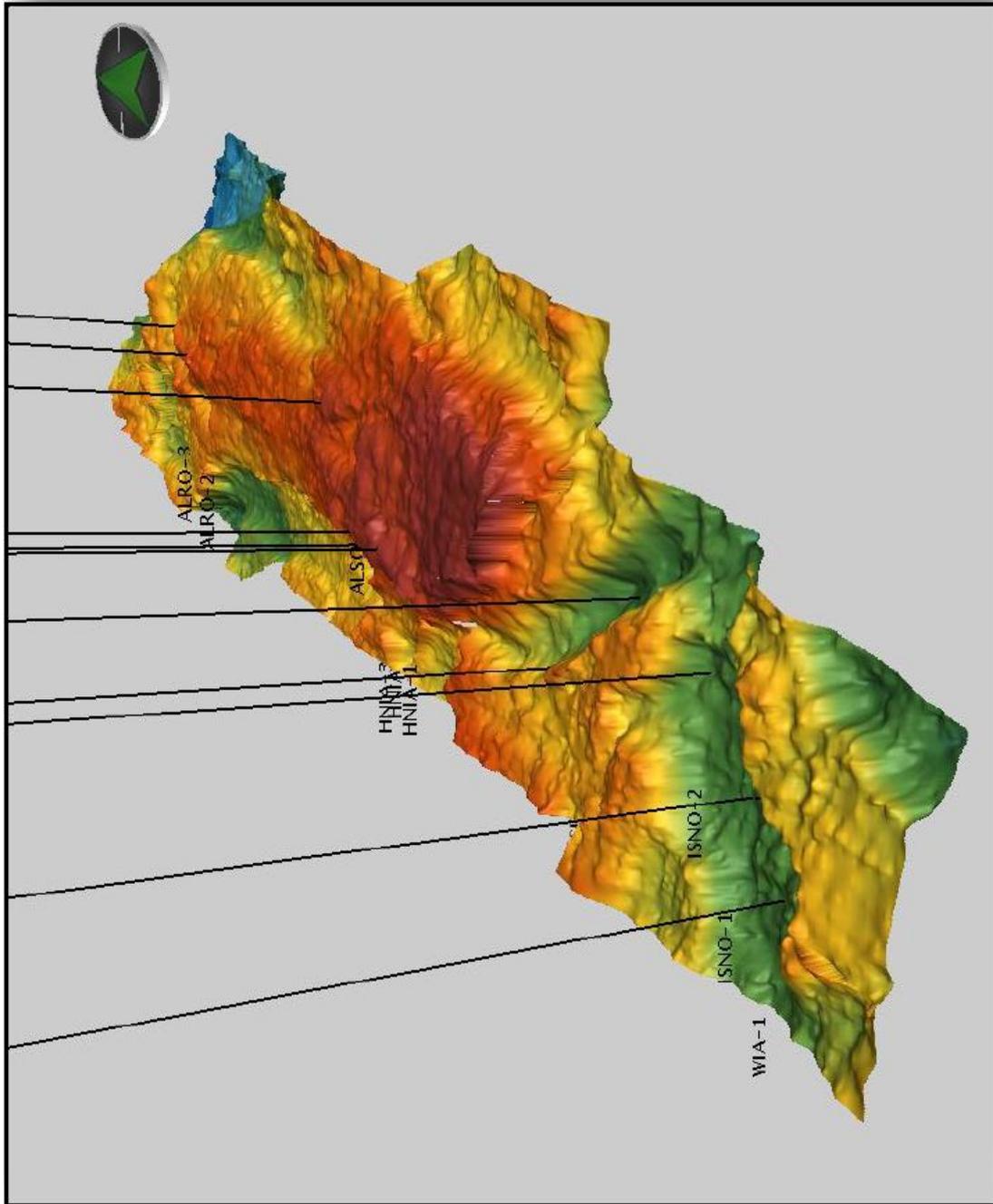


Fig. 66- Structure de la vallée glaciaire en 3D.

#### IV. TRAKING DE L'UNITE IV PAR CARACTERISATION SISMIQUE

Sur le bloc sismique du Sud-Est du bassin d'Illizi, trois surfaces d'érosions glaciaires ont été identifiées au sein de l'Unité IV sont illustré par les figures . 67 et 68.

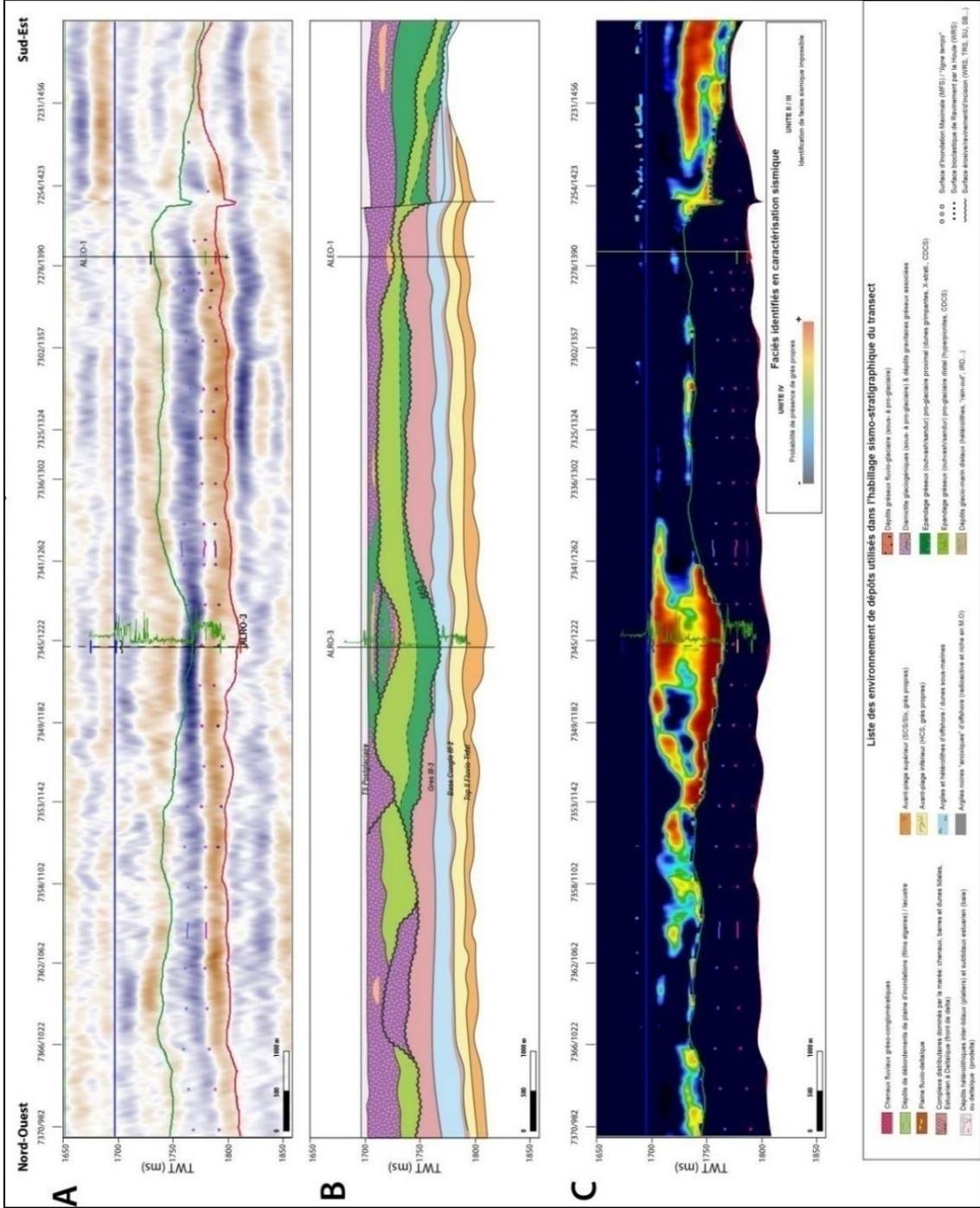


Fig. 67- Habillage sismo-stratigraphique par attribut sismique.

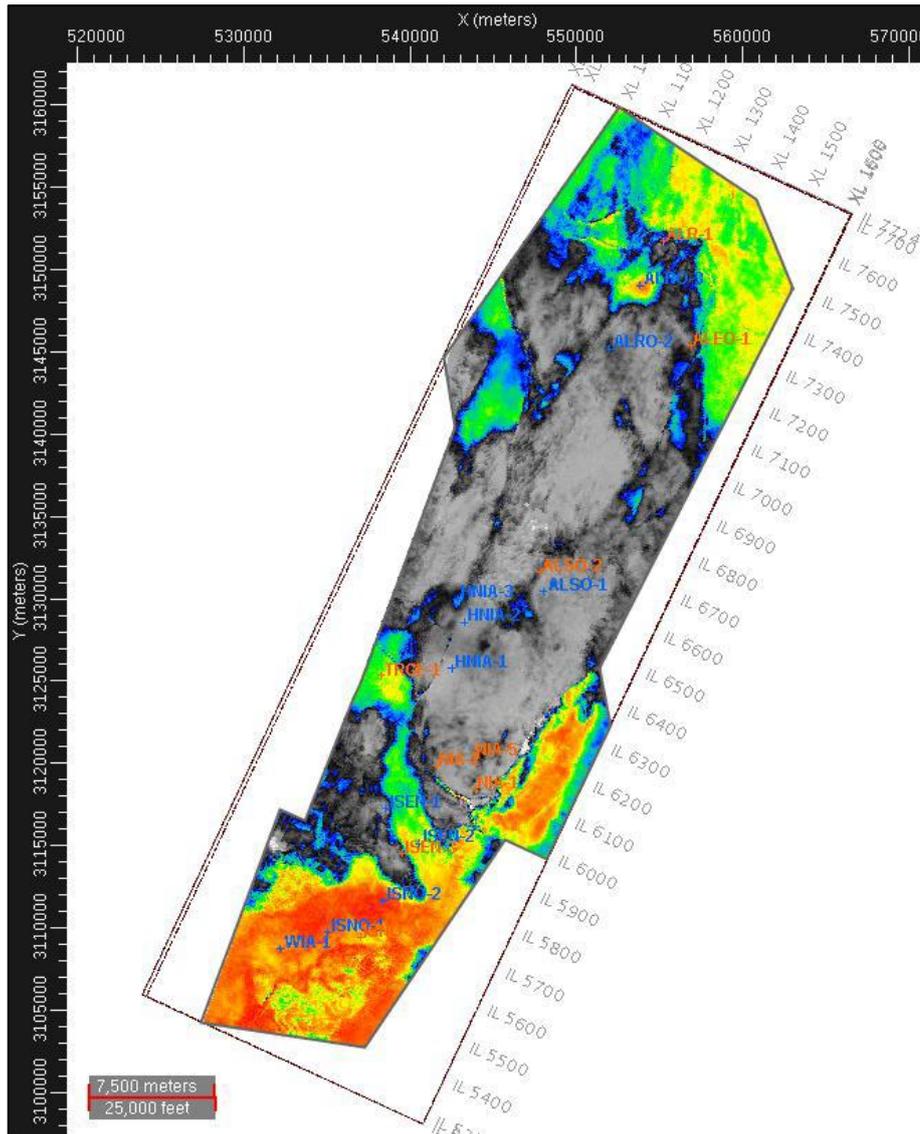


Fig. 68- Carte RMS cube 3D au Sud du bassin d'Illizi.

## V. CONCLUSION

Sur la base des objets sédimentaires identifiés au sein des différentes séquences, les meilleurs niveaux qui peuvent potentiellement qualifier de réservoirs sont :

- les barres gréseuses tidales de l'Unité III: de par leur continuité latérale et la présence d'une couverture argileuse. Ce couplet réservoir/couverture se retrouve préservé principalement autour des zones Sud (Unité III-3) et Nord;
- les dépôts d' «outwash » (Unité IV) identifiés au niveau des vallées Sud et au Nord-Ouest du bloc;
- les dépôts fluvio-deltaïques post-glaciaires à dunes tidales (Unité IV sommitale) particulièrement développés au Nord du bassin d'Illizi.

## **CONCLUSION GENERALE**

## CONCLUSION GENERALE

Au terme de ce travail, nous résumons ici, les principaux résultats obtenus à partir de l'application de la méthode «Deep-Target » sur une panoplie de données provenant des deux bassins (Berkiné et Illizi) situés dans la province pétrolière orientale.

### I. SUR LE PLAN SISMIQUE

L'interprétation des données sismiques, nous a permis de définir deux familles de failles, à savoir : NE-SW et E-W. Aussi une parfaite relation entre l'évolution des vitesses et les profondeurs a été observée, justifiant ainsi la fiabilité du modèle de vitesse. Dans le cas des bassins étudiés, l'élaboration des cartes en isobathes et en isopaques de l'intervalle cambro-ordovicien montre la présence des profondeurs les plus importantes au Nord du bassin de Berkiné.

### II. SUR LE PLAN PETROPHYSIQUE

Les paramètres pétrophysiques étudiés montrent l'existence d'une certaine cohérence entre VSH (Volume des argiles), PHIE (Porosité effective) et SW (Saturation en eau). Ainsi, les principaux résultats sont:

-les signatures diagraphiques pour une lithologie donnée sont très homogènes entre les différentes unités et les puits étudiés;

-la très bonne qualité des diagraphies interprétées, nous a permis de réduire l'incertitude sur les résultats;

-les six lithologies principales identifiées montrent un lien avec les associations de faciès obtenus par la sédimentologie dite de faciès;

-les volumes des argiles, la saturation en eau et la porosité effective ont été calculés dans tous les puits pour l'intervalle cambro-ordovicien et les résultats montrent une très bonne cohérence avec les données de carottes. A titre d'exemple:

- dans l'Unité IV, les intervalles gréseux ont entre 10 % et 20 % d'argiles, avec une porosité de 2 à 10%;
- dans l'Unité III, les intervalles gréseux sont peu argileux, de porosité plus faible (2 à 8 %) que dans les unités IV et II;
- dans l'Unité II, les intervalles gréseux en bancs massifs, ne sont pas argileux. La porosité calculée est comprise entre 2 et 12%.

-la saturation en eau est cohérente avec les résultats de tests. Il faut cependant noter que dans une thématique des grès compacts, l'incertitude sur les calculs de saturation est bien plus élevée et doit être prise en compte;

-six électrofacies ont été définis pour l'Unité IV, trois pour l'Unité III (Partie Ouest), cinq pour l'Unité III (Partie Est) et enfin quatre pour l'Unité II;

-l'élaboration des cartes CRS montre que la partie Est des bassins est la plus perspective en termes d'exploration pétrolière;

-les cartes GDE confirment fort bien la parfaite relation qui existe entre les résultats obtenus précédemment (la variation des facies est probablement contrôlée par la variation de la profondeur et le jeu de la tectonique locale et/ou régionale);

-le focus appliqué sur le toit de l'ordovicien et la caractérisation sismique montrent que l'Unité IV ordovicienne correspond à des vallées, avec des systèmes de remplissage.

**REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES**

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

**ALIEV M.M., AIT LAOUSSINE N., BENALICHERIF A., SEIFOUL-MOULUKOV R.B., CHIKHALIBEILI E.CH., VYSSOTSKY V.I. & SAID A.** (1971)- Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz des Atlas algériens. Docum. Sonatrach., Tome 1 et 2, 275 p.

**BEICIP-SONATRACH** (1975) - Carte géologique de l'Afrique, 1/200000, Illizi. *Ser. Géol. Algérie* (13 cartes).

**BIJU-DUVAL B., DE CHAPRAL O., BEUF S & BENNACEF A**(1971)- Lithostratigraphie du Dévonien inférieur dans l'Ahmet et le Mouydir (Sahara central). - *Bull. Serv. Carte Géol. Algérie*, n° 38, pp. 83-90.

**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.

**FABRE J.** (2005)- Géologie du Sahara occidentale et centrale. *Mus. Roy. Afri. Centr. Tervuren African Géocience collection*, vol. 108, 572 p.

**JARDINE S & YAPAUDJIAN L.** (1968)- Distribution stratigraphique des architectures dans le paléozoïque du Sahara algérien, *Rev. Paleobot. Palyno*, 18, pp.99-105.

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

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

**YAHY N., SCHAEFER R.G. & LITTKER 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**

## LISTE DES FIGURES

		Pages
Figure 1	Carte de situation des bassins considérés (d'après WEC, 2005; modifiée)	11
Figure 2	Emplacement des bassins étudiés (Berkine et Illizi) à l'échelle de la plate-forme saharienne (in BOUDJAMA, 1987; modifiée).	12
Figure 3	Coupe géologique régionale montrant la structure des différents bassins de la plate-forme saharienne (d'après WEC, 2007).	12
Figure 4	Série stratigraphique type du bassin de Berkine (d'après YAHY et al., 2001, modifiée).	15
Figure 5	Effets principales des phases tectoniques dans le bassin de Berkine. (d'après BOUDJEMA, 1987).	16
Figure 6	La série stratigraphique type du Paléozoïque et les réservoirs associés (d'après Document interne Sonatrach/Total, modifié).	18
Figure 7	La série stratigraphique type du bassin d'Illizi (d'après Document interne de Sonatrach/Total ).	19
Figure 8	Carte de des failles majeures dans les deux bassins considérés (Berkine et Illizi).	22
Figure 9	Interprété de la section sismique (horizons +failles).	23
Figure 10	Sections sismiques. (a) Nord-Sud, (b,c,d,e,f) Est-Ouest.	24
Figure 11	Carte isochrone au toit de la DH (Discordance Hercynienne).	27
Figure 12	Carte isochrone au toit de l'Ordovicien.	28
Figure 13	Carte isochrone au toit du Cambrien.	28
Figure 14	Carte isochrone au toit du socle	29
Figure 15	Conversion temps-profondeur.	30
Figure 16	Carte isobathe au toi du socle.	31
Figure 17	Carte isobathe au toit de l'Unité II (Cambrien).	32
Figure 18	Carte isobathe au toit de l'Unité III (Quartzites de Hamra).	32
Figure 19	Carte isobathe au toit de l'Unité IV (Ordovicien).	33
Figure 20	Colonne lithostratigraphie type du Cambro-Ordovicien (d'après document interne de SONATRACH, 2012).	34
Figure 21	Excursion du GR dans l'Unité II avec les deux limites (puits HMZ-1- bassin Illizi).	35
Figure 22	Excursion du GR dans l'Unité III-1 (Forage UC-101- bassin Berkine).	36
Figure 23	Excursion du GR dans l'Unité III-2 (Forages IKF-1 -Berkine) et HBZ-1 « Illizi ».	37
Figure 24	Excursion du GR dans l'Unité III-3 (Forage TNB-1- bassin Illizi).	38
Figure 25	Excursion du GR dans l'Unité IV (Forage TFT-33).	39
Figure 26	Transects de corrélation	39
Figure 27	A et B, -Transects de corrélation selon la direction Nord-Sud.	41

	C et D-Transects de corrélation selon la direction Nord-Sud.	42
Figure 28	E -Transects de corrélation selon la direction Est-Ouest.	43
	F -Transects de corrélation selon la direction Nord-Sud.	44
	G et H -Transects de corrélation selon la direction Nord-Sud.	45
Figure 29	Carte en isopaque de l'Unité II.	46
Figure 30	Carte en isopaque de l'Unité III.	47
Figure 31	Carte en isopaque de l'Unité IV.	48
Figure 32	Carte en isopaque du Cambro-Ordovicien.	49
Figure 33	Cross plot Neutron - Densité avec coloration (CGR) pour tous les puits.	51
Figure 34	Cross plots Neutron vs Densité et Neutron vs Sonique (Coloration par unité).	51
Figure 35	Signature diagraphique des grès.	52
Figure 36	Signature diagraphique des grès argileux.	53
Figure 37	Signature diagraphique des grès propres radioactifs.	54
Figure 38	Signature diagraphique des diamictites.	55
Figure 39	Signature diagraphique des argiles.	56
Figure 40	Signature diagraphique des argiles riches en matière organique	56
Figure 41	Synthèse lithologique de l'ensemble des unités étudiées	57
Figure 42	Différents calculs du volume d'argiles	58
Figure 43	Volume d'argiles et porosité estimée	59
Figure 44	Exemple de corrélation entre les données de carotte et l'interprétation de porosité	60
Figure 45	Corrélation N-S entre les Vsh calculés par puits.	61
Figure 46	Exemple des différents calculs de Sw - TNBSW-1, zoom des Unités II et III gréseuse	62
Figure 47	Descriptions des électrofaciès obtenus par Unité 1 /2	63
Figure 48	Descriptions des électrofaciès obtenus par Unité 2/2.	64
Figure 49	Descriptions des électrofaciès de l'Unité IV.	64
Figure 50	Descriptions des électrofaciès de l'Unité III à l'Ouest.	65
Figure 51	Descriptions des électrofaciès de l'Unité III à l'Est	66
Figure 52	Descriptions des électrofaciès de l'Unité II.	67
Figure 53	Log composite de ALRO-3 (Unité IV).	68
Figure 54	Section Nord-Sud des puits avec l'interprétation de VSH, PHIE, Sw et EF.	69
Figure 55	Synthèse des résultats de l'analyse pétrophysique au puits (Exemples HNIA-3 et ISEN-1 dans le bassin d'Illizi).	70
Figure 56	Synthèse des résultats de l'analyse pétrophysique au puits (Exemple TNBSE bassin Illizi).	71
Figure 57	Carte des risques de dépôts de l'Unité II.	72
Figure 58	Carte des risques de dépôts de l'Unité III.	73
Figure 59	Carte des risques de dépôts de l'Unité IV.	74
Figure 60	Carte GDE de l'Unité II.	76
Figure 61	Carte GDE de l'Unité III-2.	76
Figure 62	Carte GDE de l'Unité IV-1.	77

Figure 63	Carte GDE de l'Unité IV-2	78
Figure 64	Carte GDE de l'Unité IV-3.	79
Figure 65	Structure de la vallée glaciaire sur la sismique 3D.	80
Figure 66	Structure de la vallée glaciaire en 3D.	81
Figure 67	Habillage sismo-stratigraphique par attribut sismique.	82
Figure 68	Carte RMS cube 3D au Sud du bassin d'Illizi	83

# MEMOIRE DE MASTER

**Type de Master : Professionnel**

**Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers**

**Filière : Géologie**

**Spécialité : Géo-Ressources**

**Titre du mémoire : Apport de la modélisation dans l'étude spatio-temporelle des réservoirs du Cambro-ordovicien: Cas des bassins de Berkine-Illizi**

**Auteur : Mohammed Amine TOUAHRI**

## Résumé

Dans la présente étude, nous nous sommes intéressés à des thématiques nouvelles d'exploration «Deep-Target» qui seront appliquées sur les réservoirs du Cambro-Ordovicien des bassins de Berkine et d'Illizi (Province pétrolière orientale). Les données sismiques, diagraphiques et pétrophysiques des puits sont interprétées ici avec prudence.

Dans cette optique, l'interprétation des données sismiques, nous a permis d'établir des cartes en temps et un modèle de vitesse, qui sont transformés en cartes en isobathes et en isopaques. Ce résultat d'interprétation est complété par une corrélation entre les différents puits afin de confirmer l'évolution spatio-temporelle des différentes unités cambro-ordoviciennes.

Par ailleurs, les résultats de l'interprétation des données pétrophysiques obtenus à partir des logs diagraphiques d'une part et des électrofaciès faciès d'autre part ont permis l'élaboration des cartes des risques de dépôts pour bien cerner les zones à potentiel pétrolier. Ces cartes calées ensuite par quelques données de carottes, nous ont permis pour la première fois d'avoir une idée sur la répartition spatiale des environnements de dépôts. Il s'agit là des cartes GDE (Gross Depositional Environnement).

Enfin, un focus sur le toit de l'Ordovicien et un essai de caractérisation sismique appliqué sur un cube sismique 3D ont montré fort bien la faisabilité de suivre les niveaux réservoirs capables de contenir des hydrocarbures.

**Mots-clés :** Deep-Target, Cambro-Ordovicien, Berkine, Illizi, Sismiques, Diagraphiques, Pétrophysiques, Isobathes, Isopaques, GDE, Hydrocarbures.