

N° d'ordre : /DSTU/2019



MEMOIRE

Présenté

à



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

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité

Géo-Ressources

par

Mohamed Khalil NACHI

**ETUDE DU RESERVOIR F6 (M1 et M2) DU CHAMP D'IN AKAMIL
(BASSIN D'ILLIZI) : CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES ET ESSAI
DE MODELISATION**

Soutenu le 13 juillet 2019 devant les membres du jury :

Salamet MAHBOUBI, MC (B), Univ. Tlemcen	Président
Abbas MAROK, Professeur, Univ. Tlemcen	Encadreur
Kamar Eddine BENSEFIA, MA (A), Univ. Tlemcen	Examineur
Choukri SOULIMANE, MC (B), Univ. Tlemcen	Examineur
Mohamed Nafaa BELHADJ, Ingénieur, SH-DP Stah- Sonatrach	Invité

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	P. 3
RESUME	4
ABSTRACT	5

Premier chapitre : **CADRE GENERAL**

I.INTRODUCTION	6
II. PROBLEMATIQUE	6
III. BUT DE L'ETUDE	6
IV. DATABASE ET METHODOLOGIE	7
A. Database	7
B. Méthodologie	7
V. PRESENTATION GENERALE DU BASSIN D'ILLIZI	7
A. Contexte géographique	7
B. Contexte géologique	8
1. Aperçu structural sur le bassin d'étude	8
2. Aperçu lithostratigraphique sur le bassin d'étude	10
2.1. Le Paléozoïque	11
2.2. Le Mésozoïque	12
2.3. Le Cénozoïque	12
VI. PRESENTATION DU CHAMP D'IN AKAMIL	14
A. Limites du champ	14
B. Stratigraphie du champ	14
VII. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU CHAMP D'IN AKAMIL ...	16

Deuxième chapitre : **CORRELATIONS ENTRE LES PUITES & CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES**

I. INTRODUCTION	17
II. CORRELATIONS ENTRE LES PUITES	17

A. Transect A/A' : NNE-SSW	18
B. Transect B/B' : N-S	19
C. Transect C/C' : NNW-SSE	20
D. Transect D/D' : NNW-SSE	20
III. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES	24
A. Cartes en isopaques	24
1. Réservoir M1 (F6)	24
2. Réservoir M2 (F6)	25
B. Cartes en isobathes	26
1. Réservoir M1 (F6)	26
2. Réservoir M2 (F6)	26
IV. CONCLUSION	27

Troisième chapitre : **ÉVOLUTION SPATIALE DES PARAMETRES
PETROPHYSIQUES**

I. INTRODUCTION	28
II. METHODOLOGIE	28
III. RESULTATS ET INTERPRETATION	29
A. Réservoir M1 (F6)	30
1. Carte en iso-perméabilité	30
2. Carte en iso-porosité	31
3. Carte en iso-argilosité	32
B. Réservoir M2 (F6)	33
1. Carte en iso-perméabilité.	33
2. Carte en iso-porosité.	34
3. Carte en iso-argilosité	35
IV. CONCLUSION.	35
CONCLUSION GENERALE	36
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	37
LISTE DES FIGURES	38
LISTE DES TABLEAUX	39

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à remercier le bon Dieu le tout puissant de m'avoir donné la force et le courage de mener à bien ce modeste travail. Je remercie également mes parents, qui m'ont encouragé et aidé à arriver à ce stade de ma formation universitaire.

J'adresse mes sincères remerciements aux membres de jury :

Monsieur **Abbas MAROK**, Professeur des Universités pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à l'achèvement de ce travail.

Mademoiselle **Salamet MAHBOUBI**, Maître de conférences classe (B) qui m'a fait l'honneur de présider le jury.

Monsieur **Kamar Eddine BENSEFIA** Maître-Assistant classe (A) et Monsieur **SOULIMANE Choukri** Maître de conférences classe (B) d'avoir accepté d'examiner mon travail.

Que soient également remerciés ici Madame **Fatiha HADJI**, Monsieur **Mustapha BENADLA** et Madame **Lamia MAHI** qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études universitaires.

Un spécial remerciement va aussi à Monsieur **DIDA**, Monsieur **BELGHIT** et l'équipe du service géologique de la direction régionale SH-DP STAH, en particulier les ingénieurs géologues : **Mohamed Nafaa BELHADJ** et **Abdelkarim BENSALÉM**

Enfin, je ne saurais oublier de remercier mes collègues du Master Professionnel (Option : Géo-ressources) de la promotion 2018/2019.

RESUME

A partir des Datas diagraphiques de vingt-deux (22) puits provenant du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi), nous avons essayé d'évaluer le potentiel pétrolier des réservoirs argilo-gréseux (M1 et M2) attribués au Silurien supérieur.

Dans cette optique, les corrélations entre les puits et l'interprétation des cartes en isopaques et en isobathes montrent que les variations des épaisseurs et des profondeurs sont guidées par la structure géologique du champ d'étude. Ainsi, la répartition

spatiale des réservoirs M1 et M2 au cours du Silurien supérieur se trouve contrôler essentiellement par le jeu de la tectonique locale et/ou régionale.

Par ailleurs, la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques à travers les cartes en (iso-perméabilité, iso-porosité et iso-argilosité) évoque l'existence d'une parfaite relation entre la qualité pétrophysique du réservoir et le potentiel pétrolier en matière de production de gaz et d'huile.

Mots-clés : Champ d'In Akamil, Bassin d'Illizi, Silurien supérieur, Diagraphie, Isopaques, Isobathes, Paramètres pétrophysiques

ABSTRACT

From the diagraphical Data of twenty-two (22) wells from the In Akamil field (Illizi Basin), we tried to evaluate the oil potential of the clayey-sandstone reservoirs (M1 and M2) attributed to the Upper Silurian.

From this perspective, correlations between wells and the interpretation of isopach and isobath maps show that variations in thickness and depth are guided by the geological structure of the field of study. Thus, the

spatial distribution of the M1 and M2 reservoirs during the Upper Silurian is essentially controlled by the interplay of local and/or regional tectonics.

In addition, the spatial distribution of petrophysical parameters through the maps (iso-permeability, iso-porosity and iso-argilosity) suggests that there is a perfect relationship between the petrophysical quality of the reservoir and the oil potential in terms of gas and oil production.

Key-words : In Akamil field, Illizi basin, Upper Silurian, Diagraphy, Isopachs, Isobaths, Petrophysical parameters

I. INTRODUCTION

Le bassin d'Illizi, d'une superficie de 108 424 km, est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh, au cours de son histoire, le bassin d'Illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque. Ce bassin, de type polycyclique, possède une séquence mésozoïque séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne qui comporte les plus importants systèmes pétroliers de cette région (réservoirs cambro-ordoviciens, silurien et dévoniens).

Le champ d'In Akamil est situé au Sud - Est du bassin d'Illizi, dans le périmètre de recherche Tinrherth, dont les principaux réservoirs producteurs sont les réservoirs Dévonien, Silurien et Cambro-ordovicien .

Dans cette étude, une caractérisation suivie d'une modélisation des réservoirs s'impose. Compte tenu de ce qui précède, notre but est de développer un meilleur schéma d'exploration, et d'optimiser la récupération des hydrocarbures

II. PROBLEMATIQUE

Depuis la découverte du premier puits en 1956, le bassin d'Illizi est considéré comme étant le champ pétrolier le plus important en Algérie, avec 73 gisements sur les 200 gisements d'huile et de gaz recensés à ce jour. Les réservoirs essentiellement paléozoïque, renferment autant d'huile (15%) que de gaz (14%). Dans le but de proposer une zone d'extension future pour l'exploration, nous avons choisi d'étudier quelques puits du champ d'In Akamil. Les données diagraphiques (Gamma-Ray et Sonic) et les paramètres pétrophysiques seront utilisés pour comprendre l'évolution spatio-temporelle du réservoir F6 représenté par les unités M1 et M2 et dont l'âge est attribué au Silurien supérieur.

III. BUT DE L'ETUDE

A partir des données diagraphiques et pétrophysiques de vingt-deux (22) puits sélectionnés du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi), nous allons essayer d'étudier une partie du réservoir F6 représenté ici par les unités productrices de gaz et d'huile (M1 et M2). Cette étude a donc pour objectifs de:

- identifier les faciès lithologiques des unités M1 et M2 (réservoir F6), en se basant sur l'interprétation des signaux diagraphiques de Gamma-Ray et du Sonic ;
- suivre les variations des épaisseurs du réservoir à travers les corrélations entre les puits considérés;
- élaborer des cartes en isopaques et en isobathes pour confirmer la répartition spatiale des épaisseurs d'une part et pour trouver la relation entre les variations enregistrées et la structure géologique du bloc exploité d'autre part;
- quantifier les paramètres pétrophysiques (perméabilité, porosité et argilosité) du réservoir F6 (M1 et M2) dont le but d'évaluer le potentiel pétrolier par puits.

IV. DATABASE ET METHODOLOGIE

A. Database

Dans le présent travail, le Database utilisé correspond à des données diagraphiques de 22 puits pétroliers provenant de la Division Engineering-Production de STAH-SONATRACH. Il s'agit des Database sous formes numériques (e.g. fichiers LAS et Excel).

B. Méthodologie

Pour les méthodes utilisées dans le traitement des données, nous avons utilisé deux logiciels, et qui sont : le logiciel « TECHLOG » pour l'interprétation des logs diagraphiques et la réalisation des corrélations entre les puits et le logiciel « PETREL » pour élaborer des différentes cartes.

Nous citerons les cartes en isopaques et en isobathes et les cartes pour évaluer la répartition spatiale des paramètres pétrophysiques (perméabilité, porosité et argilosité).

V. PRESENTATION GENERALE DU BASSIN D'ILLIZI

A. Contexte géographique

Le bassin d'Illizi se situe dans la partie Sud-Est du Sahara algérien entre 26°30' et 29°30' de latitude Nord et entre 6 et 10 degré de longitude Est. Il est limité au Nord par le bassin de Berkine, au Sud par le bouclier du Hoggar, à l'Est par le môle de Tihemboka, le séparant des bassins de Djado et Murzuk en Libye et enfin à l'Ouest par le môle d'Amguid-Messaoud (fig. 1).

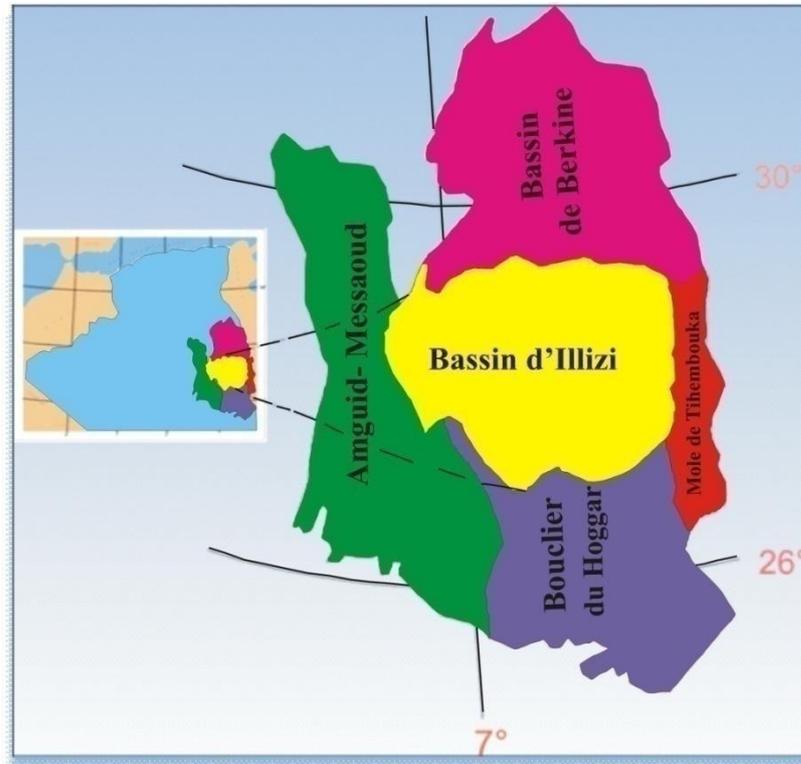


Fig. 1 : Situation géographique du bassin d'illizi (d'après Sonatrach, 2018).

B. Contexte géologique

1. Aperçu structural sur le bassin d'étude

Le bassin d'illizi fait partie de la synéclyse de l'Est algérien (fig. 2). Il est affecté par des accidents de directions méridiennes, d'orientation NE-SW et NW-SE et par quelques failles alignées, d'orientation E-W. Les principaux éléments structuraux de ce bassin individualisé à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur sont inscrits dans l'évolution tectonique de la plate-forme saharienne. Cette évolution correspond aux phases compressives et distensives résumées dans le tableau 1 (Aliev et *al.*, 1971 ; Boudjema, 1987):

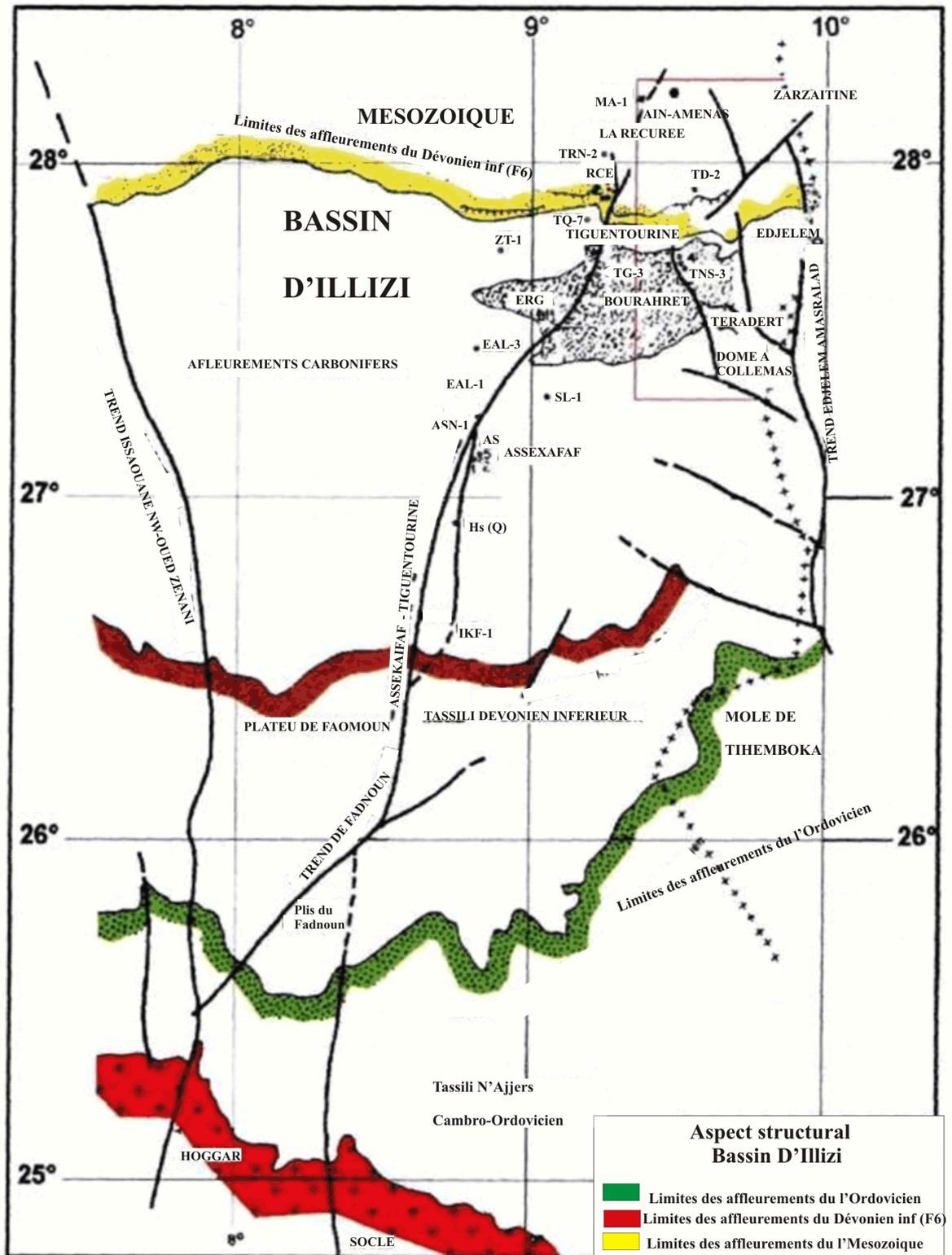


Fig. 2 : Aspect structural du bassin d'Illizi (d'après Sonatrach, 2018).

Période	Phase tectonique	Effet
Tertiaire (Eocène-Oligocène)	Pyrénéenne	
Crétacé inférieur (Aptien)	Autrichienne	
Carbonifère-Permien	Hercynienne	érosion sur les axes NE-SW érosion sur l'axe Talemzane-Berresoff absence de dépôt du Tournaisien inférieur sur Edjeleh
Dévonien supérieur	Frasnienne	phase distensive érosion profonde au niveau du môle d'Ahara
Dévonien inférieur	Calédonienne	phase compressive érosion majeure
Ordovicien supérieur	Taconique	phase distensive érosion accompagnée par des glaciations
Précambrien terminal-Cambrien inférieur	Pan-africaine	naissance de la chaîne pan-africaine

Tabl. 1 : Principaux événements tectoniques affectant le bassin d'Illizi (d'après Aliev et *al.*, 1971 ; Boudjema, 1987).

2. Aperçu lithostratigraphique sur le bassin d'étude

Comme tous les bassins de la plate-forme saharienne, le bassin d'Illizi est constitué d'une épaisse série sédimentaire allant du Paléozoïque au Tertiaire (3000 m) (fig. 3). Cette série reposant en discordance sur le socle cristallophyllien peut être résumée comme suit (fig. 4):

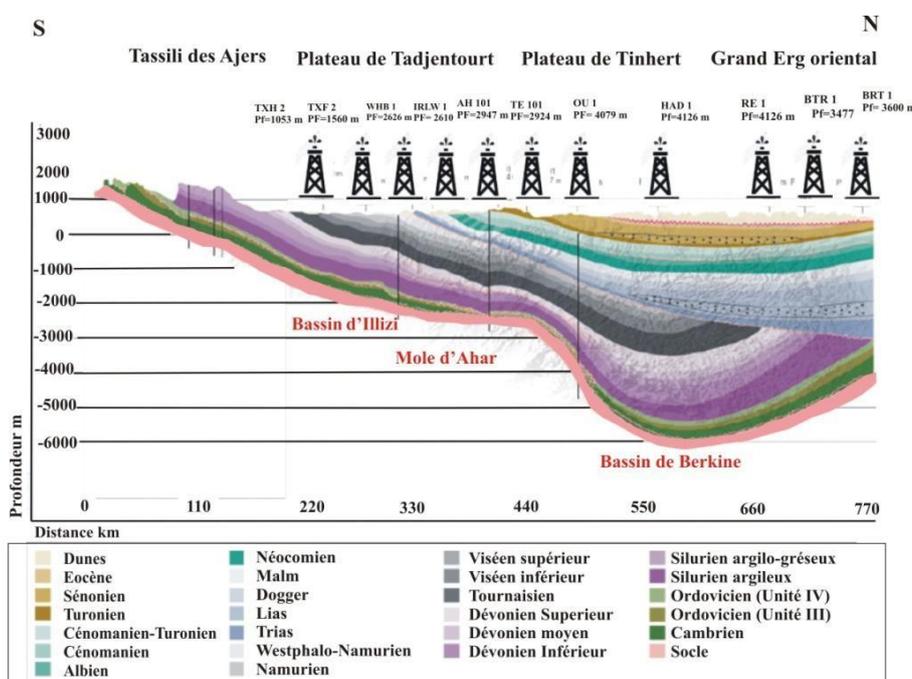


Fig. 3 : Coupe palinspastique S-N du bassin d'Illizi (d'après Sonatrach, 2007).

Le Paléozoïque

-Le Cambrien : il est constitué d'une formation détritique, essentiellement gréseuse. Dans le détail, nous relevons la succession suivante :

-L'unité I (conglomérats d'EI Moungar) : épaisse de 300 m, cette unité est formée de lentilles de grès conglomératiques.

-L'unité II : d'une épaisseur variant entre 200 et 300 m, l'unité II comprend des grès à grains moyens à grossiers à litages obliques à la base passant à des grès à grains fins à ciment siliceux admettant des intercalations de passées argilo-silteuses vers le sommet.

-L'Ordovicien : il est subdivisé en quatre unités, avec de bas en haut :

-L'unité III-1: attribuée au Trémadocien, cette unité dont l'épaisseur est variable est représentée par une alternance de grès à grains fins à litages obliques et de niveaux silteux. Elle renferme des traces de bioturbations (à l'exemple des Tigillites).

-L'unité III-2: ce sont essentiellement de grès à grains fins à grossiers à ciment siliceux.

-L'unité III-3: d'âge Caradocien, l'unité III-3 peut atteindre une épaisseur de 200 m en moyenne. Elle est principalement constituée de grès micacés à grains fins et à ciment argileux ou siliceux. Notons la présence de quelques passées d'argilites. Vers le sommet, elle passe à des grès à grains grossiers à fins et à litages obliques et à des argiles.

-L'unité IV: elle est composée de grès et d'argiles d'origine glaciaire. Cette unité de 100 à 300 m d'épaisseurs repose en discordance sur l'unité III-3. Elle comprend l'unité IV-2 (dépôts variés) sur laquelle vient se déposer l'unité IV-3 (appelée dalle terminale et elle est essentiellement gréseuse).

-Le Silurien : il se compose de la succession suivante :

-Formation de l'Oued Imirhou : ce sont des argiles à graptolites d'une épaisseur moyenne de 300 m, admettant des intercalations silteuses. Cette formation est caractérisée par la présence d'une série condensée appelée « Argiles radioactives » considérée comme la roche mère.

-Zone de passage (unité M) : formant le réservoir basal du F6 et épaisse d'environ 100 m, cette unité est constituée d'alternance de grès, d'argiles et de silt. Les grès se distinguent par les grains fins à moyens à litages obliques.

-Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 : il s'agit de grès à grains fins à moyens à litages obliques. L'épaisseur moyenne de cette unité A est de 30 m.

-Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 : son épaisseur varie de 40 à 50 m. Elle est formée d'une alternance d'argiles silteuses et de grès à grains fins à ciment argileux, renfermant des terriers. Notons que les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

-Le Dévonien inférieur : à l'échelle de la région d'étude, la succession sédimentaire de 200 m est représentée par :

-La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6: d'âge Gedinnien, elle est constituée de grès à grains fins à grossiers et à litages obliques et entrecoupés. L'épaisseur de cette barre est de l'ordre de 50 m.

-Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 : d'âge Gedinnien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Ce sont des alternances de grès et d'argiles silteuses.

La barre supérieure (unité C3) du réservoir F6 : d'âge Siegénien, cette barre caractéristique sur le Gamma- Ray, sa configuration est cylindrique et elle correspond à un faciès gréseux. Son épaisseur varie de 80 à 100 m.

-Le Dévonien moyen et supérieur : il correspond aux séries de Tin-Méras et de Gara Mas Melouki qui sont représentées par le réservoir F2. Ce sont généralement des grès à grains fins à moyens passant latéralement à des silts et à des argiles de l'ordre de 40 à 70 m d'épaisseurs.

-Le Carbonifère : dans le bassin d'Illizi, il est représenté par une épaisse série argilo-gréseuse (environ 100 m d'épaisseurs) renfermant des carbonates et qui se termine par des dépôts continentaux. Dans le détail, nous distinguons de bas en haut :

- le Tournaisien argilo-gréseux ;
- le Viséen argilo-gréseux admettant la présence de deux chenaux régionaux B₂, B₁₂ ;
- le Westphalien est représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaires avec une zone à gypses, des dolomies et des bancs de calcaires oolitiques. (d'après SONATRACH 2006).

Le Mésozoïque

Dans tout le bassin d'Illizi, les formations mésozoïques reposent en discordance majeure sur le Paléozoïque. Elles sont représentées lithostratigraphiquement par les dépôts du Trias qui sont constitués de grès à grains fins à grossiers, à ciment argileux, avec présence de passées d'argiles versicolores et de bancs de dolomies (partie supérieure de Zarzaitine inférieur). Au dessus, se dépose l'ensemble de « Zarzaitine moyen et supérieur ». Ce sont des argiles bariolées et de grès à grains fins à grossiers, à ciment argileux ou dolomitique. A la fin, la série mésozoïque se termine par 500 à 600 m de dépôts au Crétacé. Cet intervalle est formé d'alternances de sables et d'argiles (Néocomien-Barrémien), de dolomies et d'argiles (Aptien), de grès et argiles (Albien), de dolomies, de grès et d'argiles (Albo-Vraconien), d'argiles à gypses et à intercalations dolomitiques (Cénomanién), de carbonates à passées de marnes (Turonien) et enfin de calcaires argileux, de dolomies, d'argiles à gypses et de passées de grès. (d'après SONATRACH 2006).

Le Cénozoïque

Il s'agit de dépôts de grès, de marnes et de calcaires (d'après SONATRACH 2006).

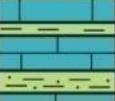
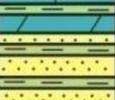
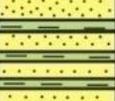
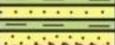
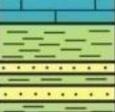
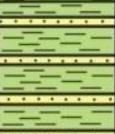
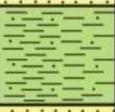
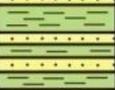
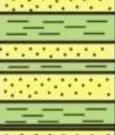
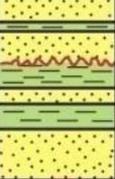
AGE		LOG	DESCRIPTION	
EOCENE			Grès-argileux	
MESOZOIQUE	CRETACE	Supérieur 	Carbonates Argiles gypseuses	
		Inférieur 	Calcaires dolomitiques	
	JURASSIQUE	Supérieur 	Grès-argileux	
		Moyen 	Argiles dolomitiques	
		Inférieur 	Argiles anhydritique	
	TRIAS		Grès-argileux	
			 Discordance Hercynienne	
PALEOZOIQUE	CARBONIFERE	Supérieur 	Carbonates Argiles carbonatées	
		Inférieur 	Grès-argileux Argiles	
	DEVONIEN	Supérieur 	Grès-argileux Argiles	
		Moyen 	Grès-argileux	
		Inférieur 	Argiles	
			 Discordance Calédonienne	
	SILURIEN		Grès-argileux Argiles	
	CAMBRO-ORDOVICIEN		Grès Argiles gréseuses Quartzites	
			 Discordance Taconique	
	SOCLE PRECAMBRIEN			Roches cristallines et métamorphiques

Fig. 4 : La série lithostratigraphique type du bassin d'Ilizi.
(d'après Sonatrach, 2006).

VI. PRESENTATION DU CHAMP D'IN AKAMIL

Ce champ lancé en 2007 par la Sonatrach renferme une quantité importante d'hydrocarbures. De part son dimension et son environnement pétrolier, le champ d'In Akamil est producteur dans plusieurs réservoirs, à savoir : le Cambro-Ordovicien, le Siluro-Dévonien F6 , le Dévonien F4 et le Dévonien F2.

A. Limites du champ

Situé dans la partie centrale du plateau de Tinrhert, au Nord-Ouest d'Aïn Aménas, le champ d'In Akamil occupe une superficie de 463,92 km². Il est séparé en 2 blocs par une falaise de rejet de 200 m (In Akamil Nord avec une superficie de 144,51 km² et d'In Akamil avec une superficie de 319,41 km²)(fig.5).

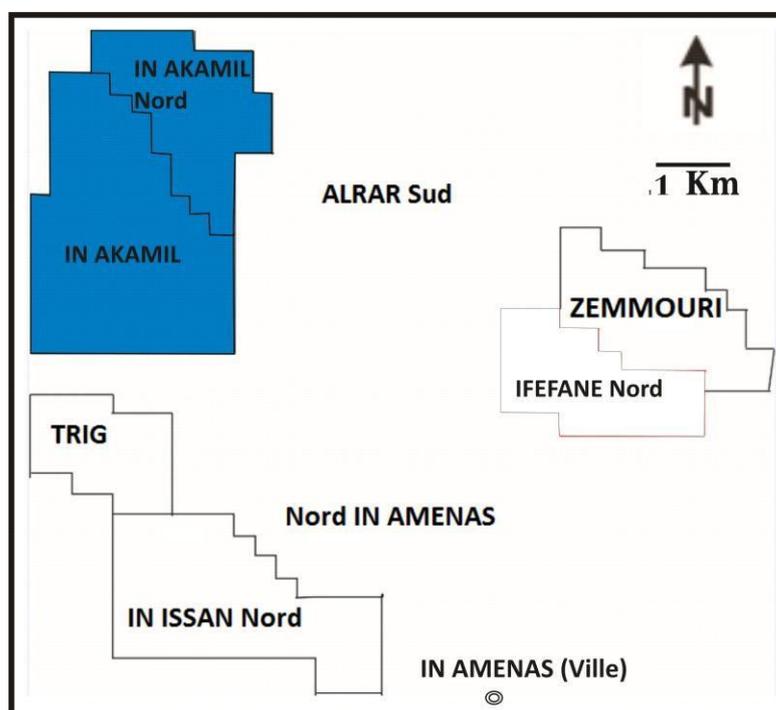


Fig. 5 : Limites du champ d'étude.

B. Stratigraphie du champ

Dans le présent travail, nous nous contenterons de donner juste un résumé sur la stratigraphie type de l'intervalle paléozoïque producteur de gaz et d'huile. Ainsi, nous distinguons dans l'ordre ascendant la succession lithostratigraphique suivante (fig. 6):

-Le Silurien : il est composé de bas en haut :

-Le Silurien argileux : il est formé d' argiles noires, à grises micacées, schisteuses, silteuses avec quelques fines intercalations argilo-gréseuses.

-Les unités A et M : elles sont constituées de grès argileux à argilo-siliceux, ou encore argilo-ferrugineux (unité A) et d'un ensemble argilo-gréseux à tendance quartzitique (unité M2) et un ensemble grés-argileux à fines passées d'argiles (unité M1).

-Le Dévonien : cet intervalle chronologique est représenté par :

-Les unités C : il s'agit du toit du réservoir F6, d'âge Siegenien-Gélinien (Dévonien inférieur), formé essentiellement par un ensemble argilo-gréseux, de grès à grains fins, à moyens, à ciment argileux, à joint d'argiles noires, micacés, avec des intercalations d'argile à la base.

-L'Emsien : c'est le réservoir F4, constitué essentiellement par un complexe argilo-gréseux, des grès gris blancs à clairs, intercalés par des argiles noires micacées.

-La série argileuse inférieure : d'âge Frasnien, elle est composée d'argiles indurées feuilletées, noires, micacées, silteuses avec traces de grès à ciment siliceux.

-Le Strunien : il s'agit du réservoir F2, un ensemble essentiellement grés-argileux, formé de grès à grains fins, siliceux à argilo-siliceux à joints argileux micacés et de zones argilo-gréseuses constituées de grès siliceux, compacts, à grains très fins à fins.

-La série argileuse supérieure : d'âge Famennien, elle est constituée par des argiles schisteuses, légèrement pyriteuses, parfois gréseuses, avec de fines passées de calcaires.

-Le Carbonifère : chronologiquement, il comprend :

-Le Tournaisien A : il est constitué par des argiles noires, schisteuses, micacées, pyriteuses, localement gréseuses, avec des petites intercalations argilo-gréseuses.

-Le Viséen B : c'est un ensemble argilo-gréseux formé d'argiles schisteuses, micacées et de grès à grains fins à très fins.

-Le Viséen C : il s'agit d'argiles noires à passées argilo-gréseuses et de grès. A noter également la présence de petits bancs de calcaires gréseux.

-Le Namurien D : ce sont des argiles noires, schisteuses, indurées, finement micacées, admettant des bancs de grès et de calcaires.

-Le Westphalien-Namurien E : il est formé de plusieurs faciès représentés par des alternances de marnes, de marno-calcaires, de calcaires à intercalations de sables à grains fins et des argiles marneuses, parfois schisteuses, gréseuses ou sableuses.

-Le Westphalien F : ce sont des argiles parfois carbonatées, passant à des marnes avec des intercalations de sables.

-La série de Tiguentourine : d'âge Stephano-Autunien, la série est constituée à intercalations de dolomies à la base, passant à des marnes et à des calcaires marneux (d'après Sonatrach, 2004)

Age		Lithologie	Description	
Carbonifère	Tigoutourine		Argiles, calcaires et sables	
	Westphalien F		Argiles à intercalations de sables à grains fins	
	Westphalien et Namurien E		Calcaires, argiles, marnes et grès	
	Namurien D		Argiles, grès et calcaires	
	Viséen C		Argiles et grès	
	Viséen B		Argiles, grès à grains fins et calcaires	
	Tournaisien A		Argiles avec des intercalations des grès	
Dévonien	Famennien		Argiles foncées et grès à grains fins	
	F2		Grès argileux	
	F3		Grès quartzites	
	F4		Grès et argiles	
	F6	C3		Grès et argiles
		C2		
C1				
A				
M2				
Silurien	M1			

Fig. 6 : Colonne lithostratigraphique type du champ d'In Akamil (d'après Sonatrach, 2004, modifiée).

VII. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER DU CHAMP D'IN AKAMIL

Dans ce champ, le système pétrolier peut se résumer dans le tableau ci-après :

Roches mères	Argiles radioactives du Silurien inférieur
	Argiles intercalées dans la série du Dévonien inférieur-Silurien
Roches réservoirs	Grès du réservoir F2 (Strunien)
	Grès argileux du réservoir F3 (Dévonien moyen)
	Alternance argilo-gréseuse du Siegénien-Emsien (Dévonien inférieur) et les grès argileux du réservoir F4
	Grès massif du Gedinnien (Dévonien inférieur)
	Ensemble argilo-gréseux (unités M, A et B) du Silurien
	Grès et grès quartzitique de l'Ordovicien
Roches couvertes	-La couverture du réservoir de l'Ordovicien est assurée par des argiles du Silurien
	-La couverture du réservoir du Cambrien est assurée par des argiles de l'intra-Ordovicien
	-Le réservoir F2 est couvert par des argiles sus-jacentes (les argiles de Taouratine A)
Pièges	On distingue six types de piège : structural, stratigraphique, mixte, hydrodynamique, barrière de perméabilité et de diapirisme.

Tabl. 2 : Principaux événements tectoniques affectant le bassin d'Illizi.

Deuxième chapitre : **CORRELATIONS ENTRE LES PUITES & CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES**

I. INTRODUCTION

Ce chapitre sera réservé à suivre les variations des épaisseurs dans les deux réservoirs du F6 (M1 et M2). Ainsi, les quatre (04) transects de corrélations sélectionnés à partir des vingt-deux (22) puits vont nous permettre de comprendre la relation qui peut exister entre ces variations des épaisseurs et la structure géologique du bloc étudié. Les différentes cartes en isopaques et en isobathes qui seront élaborées par le logiciel « PETREL » confirmeront certainement le modèle géologique proposé.

Il à noter que le décryptage des signaux diagraphiques de Gamma-Ray et de la Sonic a permis d'identifier trois types de faciès lithologiques formant ainsi les réservoirs M1 et M2. Il s'agit des faciès gréseux, argileux et argilo-gréseux.

II. CORRELATIONS ENTRE LES PUITES

Sur les vingt-deux (22) puits étudiés, dix-sept (17) puits seulement seront sélectionnés pour établir les quatre (4) transects de corrélations. Il s'agit des transects : A/A' (avec 9 puits), B/B' (avec 10 puits), C/C' (avec 5 puits) et D/D' (avec 3 puits)(fig. 7). Notons que pour les deux transects (A/A') et (B/B'), nous avons pris deux puits à gaz comme puits de référence (IKNO3 et IKNO6). Pour le transect D/D', nous avons choisi deux puits à huile (IAK4 et IAK1). La ligne isochrone des corrélations correspond à la limite supérieure du réservoir M2.

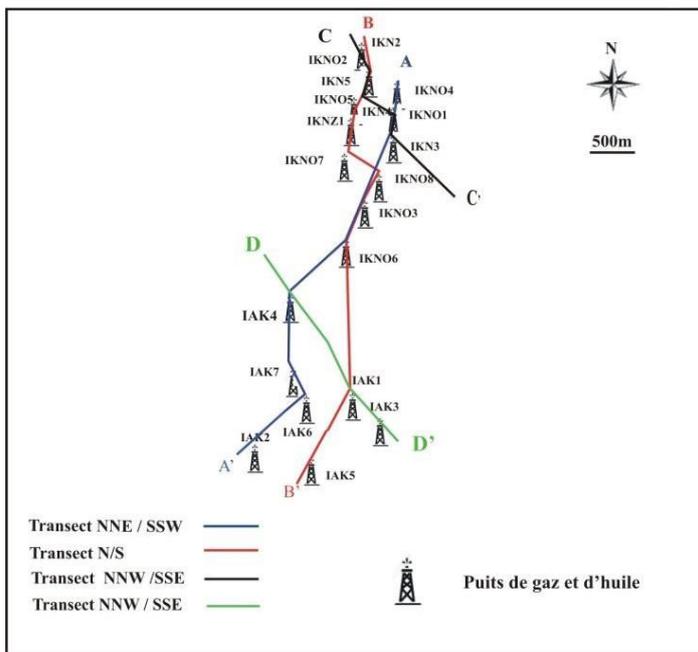


Fig. 7 : Tracés des transects considérés.

A. Transect A/A' : NNE-SSW

Ce transect composé de neuf (9) puits (IKNO4, IKNO1, IKN3, IKNO3, IKNO6, IAK4, IAK7, IAK6 et IAK2) montre que les épaisseurs pour le premier réservoir M1 sont comprises entre 61 et 80 m. Alors que pour le deuxième réservoir M2, elles sont comprises entre 23 et 46 m (tabl. 3). Ceci explique que le réservoir M1 est relativement épais.

Par ailleurs, la répartition spatiale des épaisseurs des deux réservoirs selon le transect A/A' (fig. 8) montre fort bien un contrôle tectonique de la sédimentation et qui sera confirmé par les cartes en isopaques. Ainsi, nous distinguons des augmentations et des diminutions des épaisseurs d'un puits à un autre et dans les deux réservoirs. A titre d'exemple, et vers le SSW du puits de référence à production de gaz (IKNO6), nous remarquons une augmentation des épaisseurs dans le réservoir M1 (de 61 à 80 m) et une diminution des épaisseurs dans le réservoir M2 (de 46 à 23 m). Presque le même scénario peut être observé vers le NNE.

Puits	Limites	Réservoir M1	Réservoir M2
IKNO 4	Toit (m)	2407,032	2368,085
	Mur (m)	2483,485	2407,32
	Epaisseur (m)	76,453	39,235
IKNO 1	Toit (m)	2403,361	2365,781
	Mur (m)	2481,044	2403,361
	Epaisseur (m)	77,683	37,58
IKN 3	Toit (m)	2429,986	2387,007
	Mur (m)	2505,55	2429,986
	Epaisseur (m)	75,564	42,979
IKNO3	Toit (m)	2283,449	2247,784
	Mur (m)	2357,673	2283,449
	Epaisseur (m)	74,224	35,665
IKNO 6	Toit (m)	2296,11	2249,858
	Mur (m)	2357,704	2296,111
	Epaisseur (m)	61,594	46,253
IAK 4	Toit (m)	2224,466	2184,149
	Mur (m)	2291,745	2224,466
	Epaisseur (m)	67,279	40,317
IAK 7	Toit (m)	2272,435	2235,262
	Mur (m)	2345,374	2272,435
	Epaisseur (m)	72,939	37,173
IAK 6	Toit (m)	2279,627	2240,535
	Mur (m)	2345,745	2279,627
	Epaisseur (m)	66,118	39,092
IAK 2	Toit (m)	2303,8	2280,169
	Mur (m)	2384,362	2303,8
	Epaisseur (m)	80,562	23,631

Tabl. 3 : Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect A/A'.

B. Transect B/B' : N-S

Avec les dix (10) puits considérés (IKNO2, IKN5, IKNO5, IKNZ1, IKNO7, IKNO8, IKNO3, IKNO6, IAK3 et IAK5), ce transect montre des épaisseurs qui varient entre 54 et 75 m pour le réservoir M1 et entre 35 et 51 m pour le réservoir M2 (tabl. 4). En ce qui concerne la répartition spatiale des épaisseurs selon le transect B/B' (fig. 9), nous distinguons :

-un premier bloc marqué par une diminution des épaisseurs du réservoir M1 au Sud du puits de référence à production du gaz (IKNO6) (de 61 à 54 m). Inversement, nous assistons pour les mêmes puits, à une augmentation des épaisseurs du réservoir M2 (de 46 à 50 m).

-un deuxième bloc constitué essentiellement de puits à production de gaz (IKNO7, IKNO8 et IKNO3) et qui se distingue par une épaisseur peu variable du réservoir M1 (73 à 74 m) et une épaisseur maximale du réservoir M2 avec 51 m.

-un troisième bloc formé à la fois de puits à production de gaz et d'huile (IKNO2, IKN5, IKNO5, IKNZ1) et présentant relativement les mêmes caractéristiques que le bloc précédent.

Puits	Limites	Réservoir M1	Réservoir M2
IKNO 2	Toit (m)	2405,356	2366,009
	Mur (m)	2479,956	2405,356
	Epaisseur (m)	74,6	39,347
IKN5	Toit (m)	2409,002	2363,953
	Mur (m)	2479,454	2409,002
	Epaisseur (m)	70,452	45,049
IKNO5	Toit (m)	2403,738	2363,909
	Mur (m)	2478,871	2403,738
	Epaisseur (m)	75,133	39,829
IKNZ1	Toit (m)	2274,032	2229,939
	Mur (m)	2346,772	2274,032
	Epaisseur (m)	72,74	44,093
IKNO7	Toit (m)	2316,104	2273,745
	Mur (m)	2389,661	2316,104
	Epaisseur (m)	73,557	42,359
IKNO8	Toit (m)	2309,526	2258,484
	Mur (m)	2384,026	2309,526
	Epaisseur (m)	74,5	51,042
IKNO3	Toit (m)	2283,449	2247,784
	Mur (m)	2357,673	2283,449
	Epaisseur (m)	74,224	35,665
IKNO6	Toit (m)	2296,11	2249,858
	Mur (m)	2357,704	2296,111
	Epaisseur (m)	61,594	46,253
IAK3	Toit (m)	2246,743	2196,51
	Mur (m)	2300,8	2246,743
	Epaisseur	54,057	50,233
IAK5	Toit (m)	2297,657	2250,942
	Mur (m)	2371,067	2297,657
	Epaisseur (m)	73,41	46,715

Tabl. 4 : Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect B/B'.

C. Transect C/C' : NNW-SSE

Les cinq (05) puits sélectionnés dans ce transect (IKNO2, IKN5, IKNO5, IKNO1 et IKN3) appartiennent au bloc Nord du champ d'étude. Ils montrent des variations d'épaisseurs moins importantes. Ainsi, dans le réservoir M1, les épaisseurs sont comprises entre 70 et 77 m. Dans le réservoir M2, elles vont de 37 à 45 m (tabl. 5). Cette stabilité relative dans les épaisseurs et pour les deux réservoirs (M1 et M2) trouve une réponse dans l'emplacement de ces puits (fig. 10)

Puits	Limites	Réservoir M1	Réservoir M
IKNO2	Toit (m)	2405,356	2366,009
	Mur(m)	2479,956	2405,356
IKN5		74,6	39,347
	Toit (m)	2409,002	2363,953
	Mur(m)	2479,454	2409,002
IKNO5	Epaisseur (m)	70,452	45,049
	Toit (m)	2403,738	2369,909
	Mur (m)	2478,871	2403,738
IKNO1	Epaisseur (m)	75,133	39,829
	Toit (m)	2403,361	2365,781
	Mur (m)	2481,044	2403,361
IKN3	Epaisseur (m)	77,683	37,58
	Toit (m)	2429,986	2387,007
	Mur (m)	2505,55	2429,986
	Epaisseur (m)	75,564	42,979

Tabl. 5 : Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect C/C'.

D. Transect D/D' : NNW-SSE

Ce transect parallèle au transect C/C'est formé de trois (03) puits (IAK4, IAK1 et IAK3) appartenant au bloc Sud du champ d'étude. Il montre clairement une diminution des épaisseurs vers le SSE pour le réservoir M1 (IAK4 = 67 m, IAK1 = 57 m et IAK3 = 54 m) et une augmentation des épaisseurs dans la même direction, pour le réservoir M2 (IAK4 = 40 m, IAK1 = 45 m et IAK3 = 50 m) (tabl, 6, fig. 11).

Puits	Limites	Réservoir M1	Réservoir M2
IAK4	Toit (m)	2224,466	2184,149
	Mur (m)	2291,745	2224,466
	Epaisseur (m)	67,279	40,317
IAK1	Toit (m)	2240,1	2194,351
	Mur (m)	2297,895	2240,1
	Epaisseur (m)	57,795	45,749
IAK3	Toit (m)	2246,743	2196,51
	Mur (m)	2300,8	2246,743
	Epaisseur (m)	54,057	50,233

Tabl. 6 : Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect D/D'.

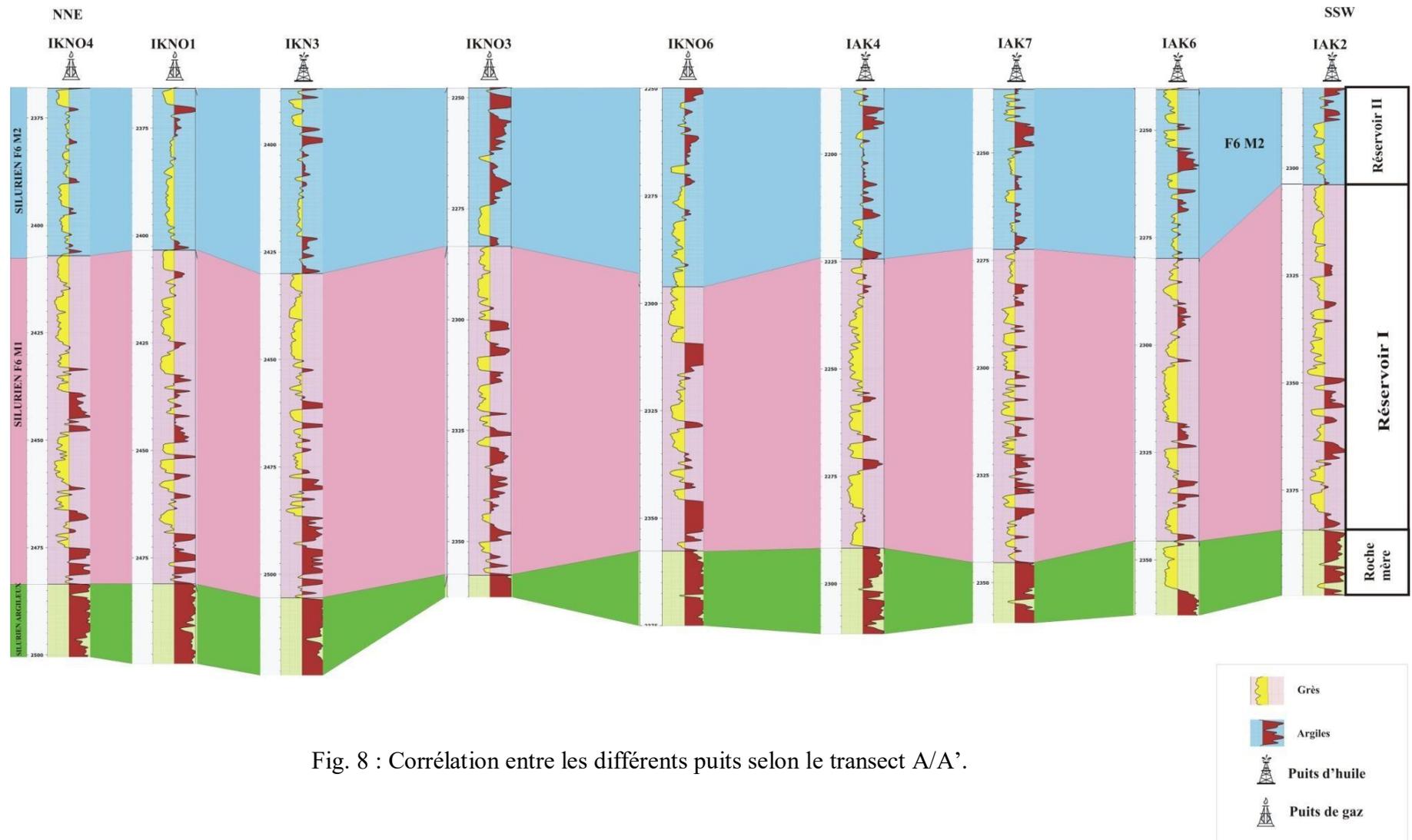


Fig. 8 : Corrélation entre les différents puits selon le transect A/A'.

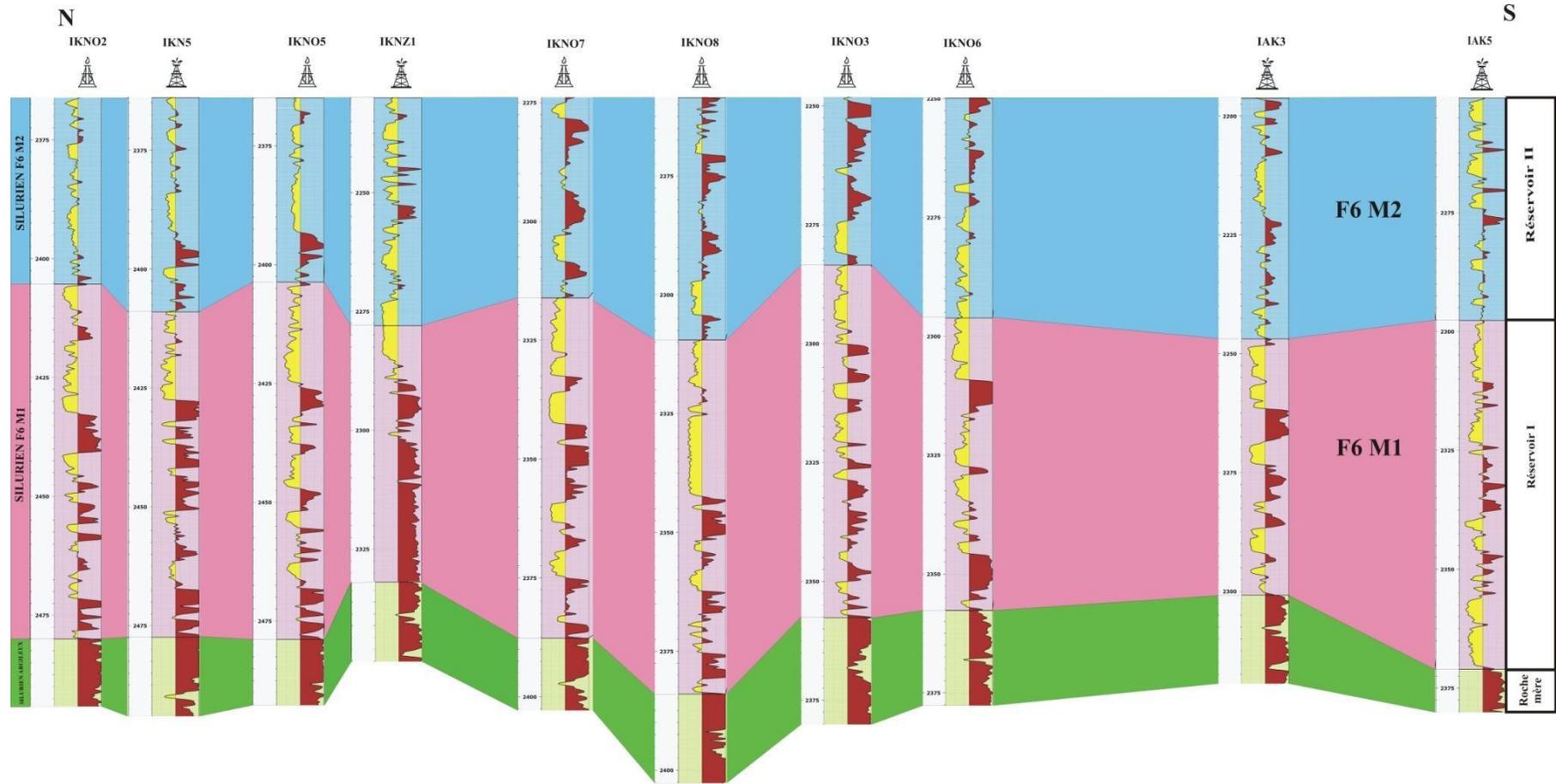


Fig. 9 : Corrélation entre les différents puits selon le transect B/B'.



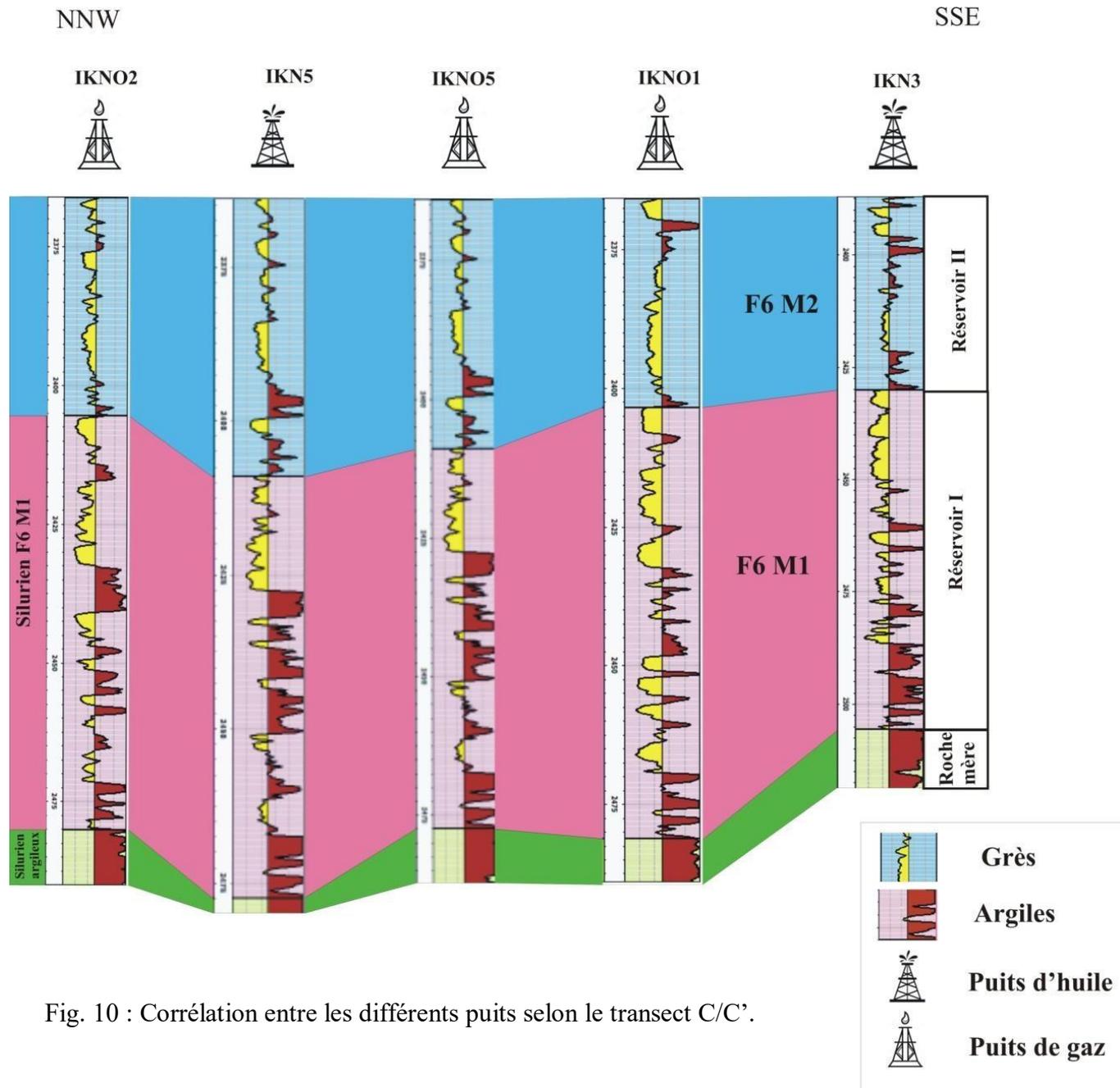


Fig. 10 : Corrélation entre les différents puits selon le transect C/C'.

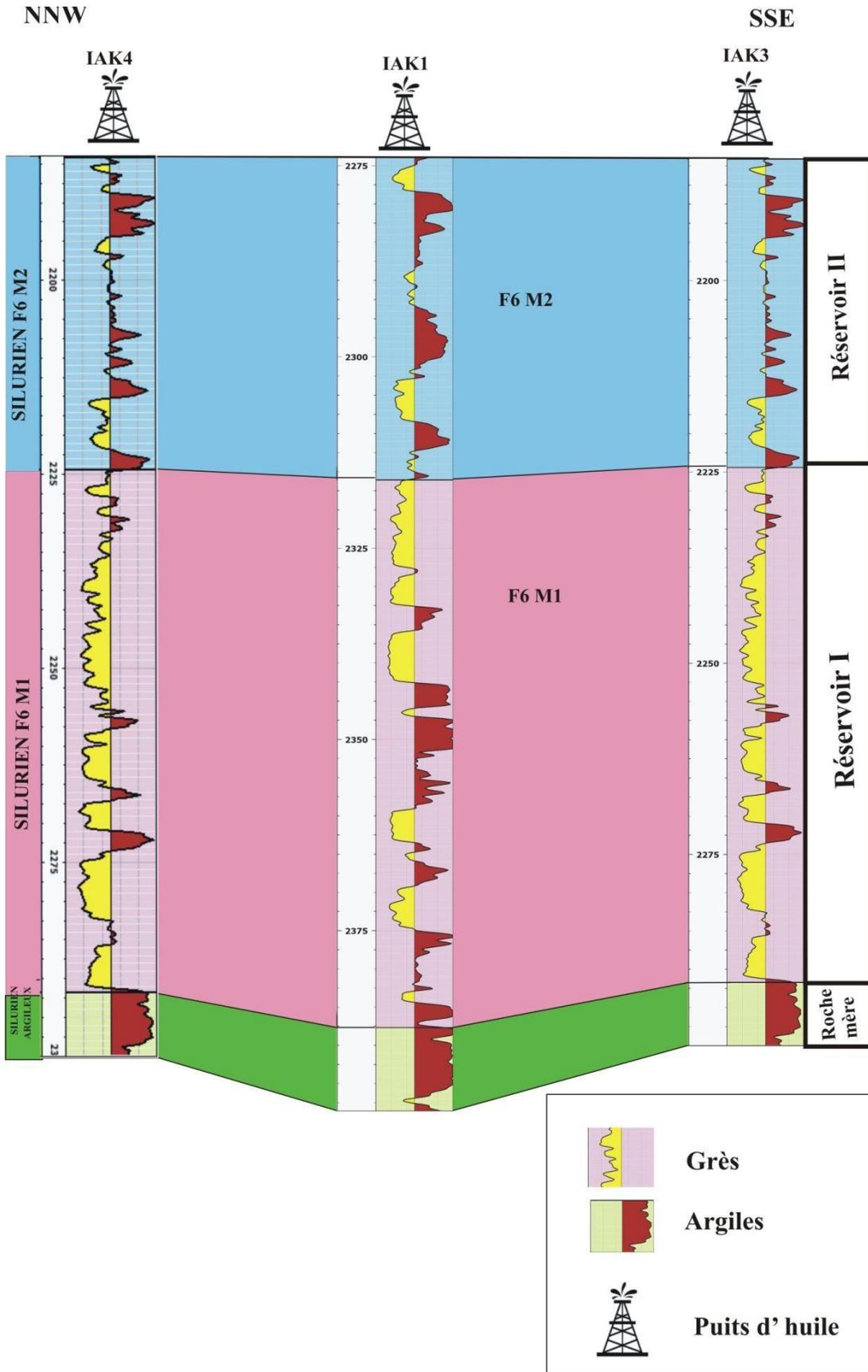


Fig. 11 : Corrélation entre les différents puits selon le transect D/D'.

III. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES

Les différentes cartes élaborées ici ont pour objectif d'illustrer le rapport qui pourrait exister entre les variations des épaisseurs et la structure géologique du bloc étudié. Ainsi, quatre (04) cartes ont été réalisées et modélisées par le « PETREL ».

A. Cartes en isopaques

1. Réservoir M1 (F6)

Pour ce premier réservoir, la carte en isopaque (fig. 12) montre par rapport au puits de référence IKNO6, une répartition spatiale des épaisseurs qui est dictée par la présence de plusieurs failles. Ainsi, on distingue :

- un premier bloc situé au Nord et qui est marqué par des épaisseurs allant de 70,4 m pour le puits IKN5 à 77,6 m pour le puits IKNO1;
- un deuxième bloc situé au SW, avec des épaisseurs allant de 54 m pour le puits IAK3 à 67,2 m pour le puits IAK4;
- un troisième bloc situé au SE et qui montre une augmentation progressive des épaisseurs. IAK6 = 66,1 m, IAK7 = 72,9 m, IAK5 = 73,4 m et IAK2 = 80,5 m. Ce bloc produit uniquement des huiles.

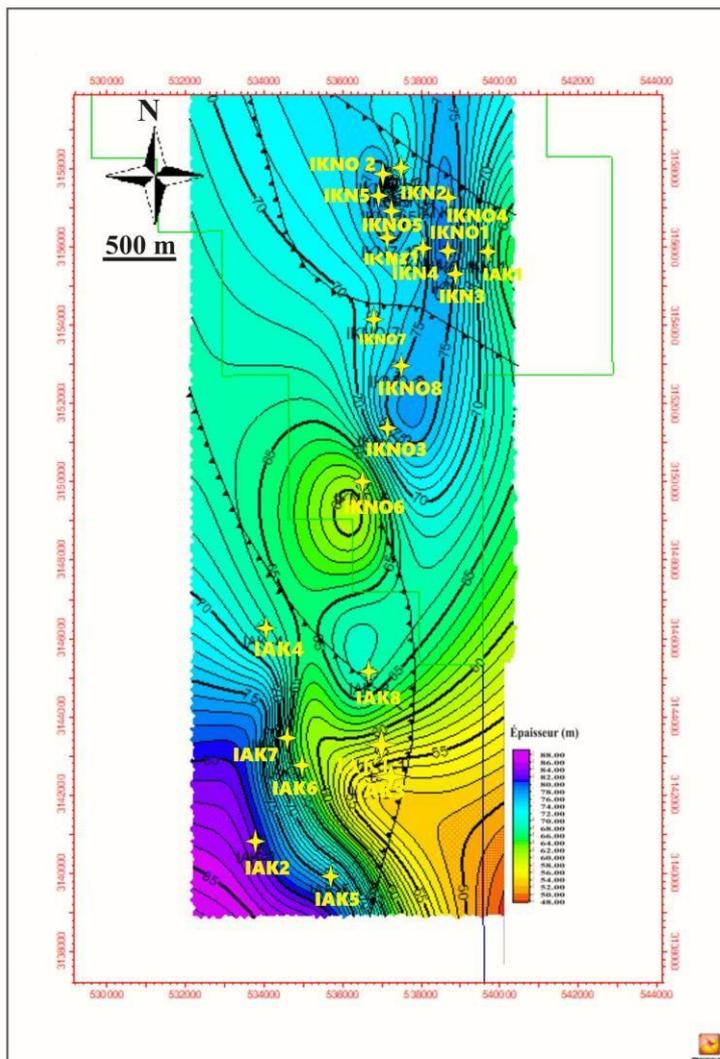


Fig. 12 : Carte en isopaque du réservoir M1 (F6).

2. Réservoir M2 (F6)

Contrairement au réservoir M1, la carte en isopaque du réservoir M2 montre des variations inverses (fig. 13). De part et d'autre du puits de référence IKNO6, nous remarquons :

-un premier bloc situé au Nord et qui est marqué par des épaisseurs allant de 37,5 m pour le puits IKNO1 à 45 m pour le puits IKN5;

-un deuxième bloc situé au centre et qui est constitué principalement par des puits producteurs de gaz. Ces derniers affichent des épaisseurs importantes aux limites des failles. A titre d'exemple, le puits de référence IKNO6 = 46,2 m et le puits IKNO8 = 51 m.

-un troisième bloc situé au SW, avec des épaisseurs allant de 45,7 m pour le puits IAK1 à 54 m pour le puits IAK3;

-enfin un quatrième bloc situé au SE et qui montre une diminution progressive des épaisseurs. IAK5 = 46,7 m, IAK6 = 39 m, IAK7 = 37,1 m et IAK2 = 23,6 m. Ce bloc produit uniquement des huiles.

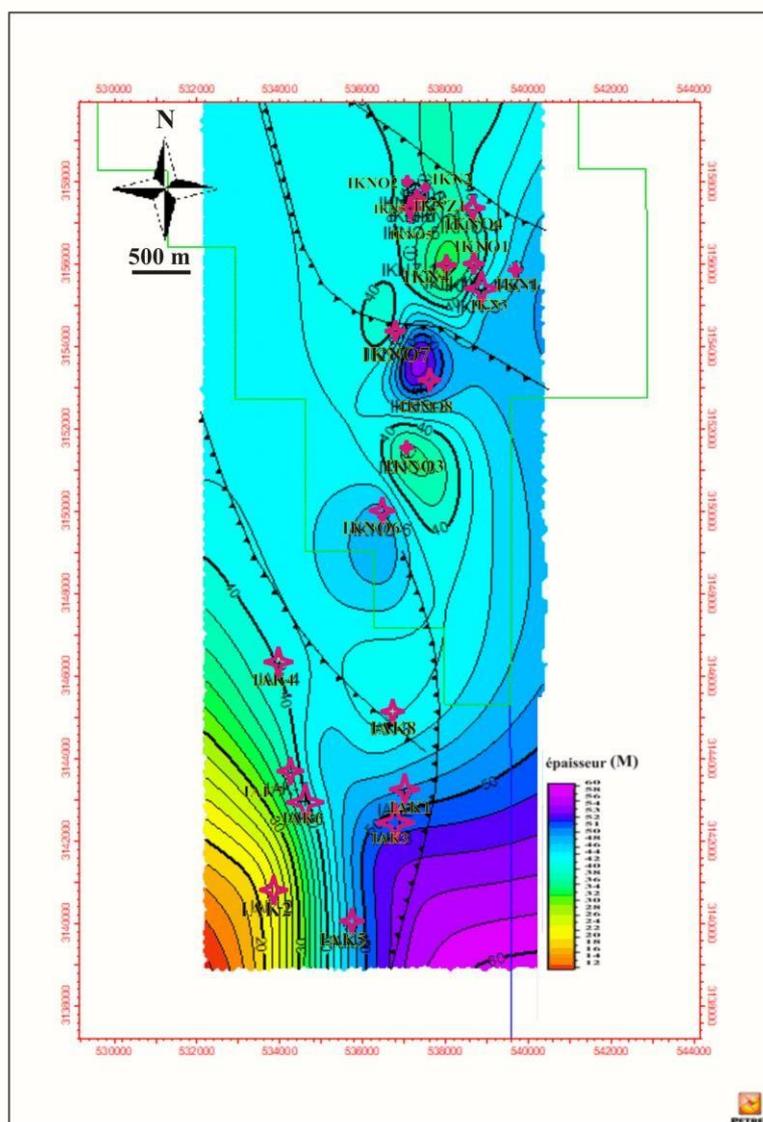


Fig. 13 : Carte en isopaque du réservoir M2 (F6).

B. Cartes en isobathes

Les deux cartes en isobathes réalisées pour les réservoirs M1 et M2 montrent clairement un contrôle tectonique de la sédimentation. Dès lors, l'architecture tectonique évoque pour les deux réservoirs la présence des blocs séparés par des failles.

1. Réservoir M1 (F6)

A partir du puits de référence IKNO6 situé dans le bloc central, l'évolution spatiale de ce réservoir indique une augmentation des épaisseurs vers le Nord (bloc Nord) et surtout vers le SW (bloc SW)(fig. 14).

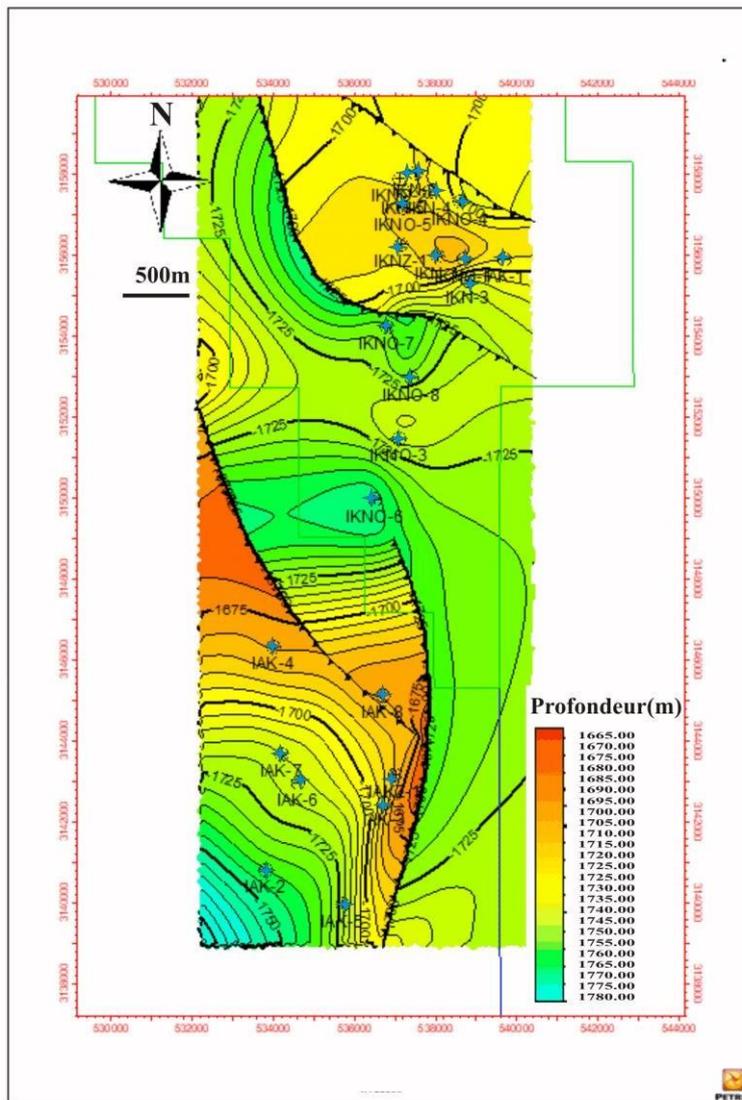


Fig. 14 : Carte en isobathe du réservoir M1 (F6).

2. Réservoir M2 (F6)

En ce qui concerne le réservoir M2, le schéma est relativement différent. Nous remarquons une augmentation de la profondeur vers le SW du puits de référence IKNO6. Par contre, Au Nord de ce puits, la diminution de la profondeur est exprimée dans le bloc Nord (fig. 15).

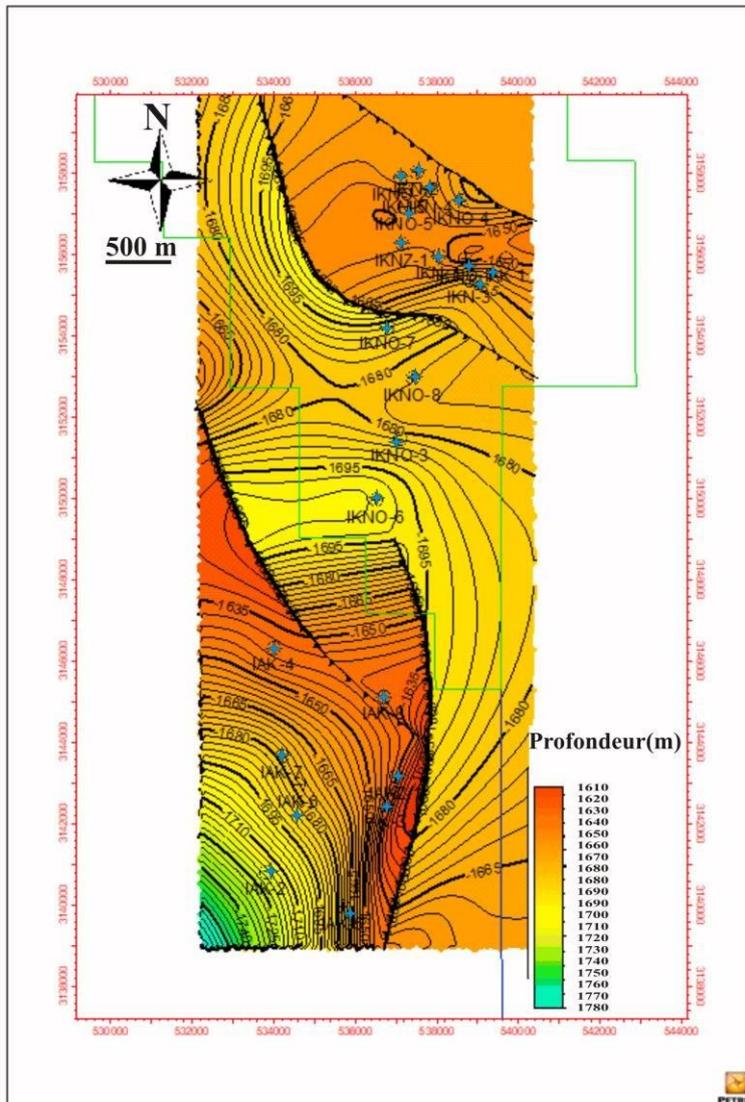


Fig. 15 : Carte en isobathe du réservoir M2 (F6).

IV. CONCLUSION

A partir des transects de corrélations entre les puits d'une part et les différentes cartes en isopaques et en isobathes d'autre part, nous avons pu remarquer que la répartition spatiale des réservoirs M1 et M2 au cours du Silurien supérieur est contrôlée essentiellement par le jeu de la tectonique locale et/ou régionale. Ainsi, la zone d'étude se trouve organiser en petits blocs séparés par des failles de directions N-S et NNW-SSE et montrant la présence des zones profondes et moins profondes. Cette architecture en blocs, nous a permis également de constater que le premier réservoir (M1) évolue inversement par rapport au deuxième réservoir (M2). Ce dernier enregistre les plus faibles épaisseurs dans la partie SW de la zone d'étude (IAK2 = 23,6 m).

Troisième chapitre : **EVOLUTION SPATIALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES**

I. INTRODUCTION

Dans ce dernier chapitre du mémoire, nous avons essayé de suivre la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques des deux réservoirs (M1 et M2) attribués au Silurien supérieur. Cette distribution basée sur la perméabilité, la porosité et le volume des argiles va nous permettre d'évaluer le potentiel pétrolier des différents puits considérés.

II. METHODOLOGIE

Les données pétrophysiques de vingt deux (22) puits sont calculées ici par le logiciel « TECHLOG » (tabl. 7 et 8). Ensuite, les résultats obtenus seront modélisés par le logiciel «PETREL» pour établir les cartes en iso-perméabilité, en iso-porosité et en iso-argilosité et pour localiser les puits les plus producteurs en matière d'hydrocarbure.

Puits	K (mD)	ϕ (%)	Vsh (%)
IKN3	15,83	14,73	36,85
IKN5	6,83	12,68	41,26
IKNO1	8,47	13,83	36,84
IKNO2	10,08	10,70	39,27
IKNO3	18,81	14,84	38,77
IKNO4	9,65	14,16	35,30
IKNO5	5,82	11,75	41,04
IKNO6	27,65	15,38	41,68
IKNO7	30,53	18,92	37,91
IKNO8	23,24	19,27	36,98
IAK2	16,92	13,38	35,31
IAK3	11,13	10,25	35,98
IAK4	17,93	15,01	25,70
IAK5	4,93	8,62	32,11
IAK6	5,93	9,16	32,35
IAK7	6,03	10,55	33,82
IAK8	8,27	13,45	35,95
IAK1	20,54	11,48	40,15
IKN2	19,56	13,88	36,42
IKN4	15,41	11,55	35,25
IKNZ1	7,8	7,54	42,51
IKN1	21,463	14,89	34,97

Tabl. 7 : Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir M1 (F6).

PUIT	K (mD)	ϕ (%)	Vsh (%)
IKN3	28,08	15,61	29,05
IKN5	14,61	15,73	30,85
IKN01	26,17	18,00	25,97
IKN02	28,83	16,19	33,68
IKN03	25,40	12,28	42,83
IKN04	14,36	16,27	33,79
IKN05	27,41	14,51	26,55
IKN06	16,86	16,12	34,60
IKN07	11,44	15,79	45,16
IKN08	15,23	13,57	41,81
IAK2	7,39	8,76	31,54
IAK3	8,33	10,99	32,53
IAK4	3,33	7,85	37,47
IAK5	4,60	7,70	33,56
IAK6	5,55	10,81	34,03
IAK7	8,58	9,54	37,92
IAK8	11,89	11,38	34,41
IAK1	13,32	10,89	30,41
IKN2	31,23	17,56	28,78
IKN4	32,24	19,56	27,81
IKNZ1	28,24	19,56	27,81
IKN1	29,45	20,63	24,25

Tabl. 8 : Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir M2 (F6).

III. RESULTATS ET INTERPRETATION

Les résultats obtenus pour les réservoirs M1 et M2 seront présentés sous la forme de cartes en iso-perméabilité, en iso-porosité et en iso-argilosité.

A. Réservoir M1(F6)

1. Carte en iso-perméabilité

L'analyse de la carte en iso-perméabilité montre que les valeurs de la perméabilité varient entre 4,93 et 30,53 mD et elles ne montrent aucune polarité (fig. 16). A titre d'exemple, nous remarquons que le bloc central représenté en particulier par les puits à production de gaz, enregistre les plus grandes valeurs de la perméabilité (IKNO7 = 30,53 mD, IKNO6 = 27,65 mD, IKNO8 = 23,24 mD et IKNO3 = 18,81 mD). Au niveau du bloc Nord représenté à la fois par des puits à production de gaz et d'huile, nous avons constaté que les valeurs les plus élevées de la perméabilité sont enregistrées dans les puits à production d'huile (IKN1 = 21,46 mD, IKN3 = 15,83 mD et IKN4 = 15,41 mD). Dans le bloc SW, la situation est complètement différentes, car il est formé uniquement de puits à production d'huile.

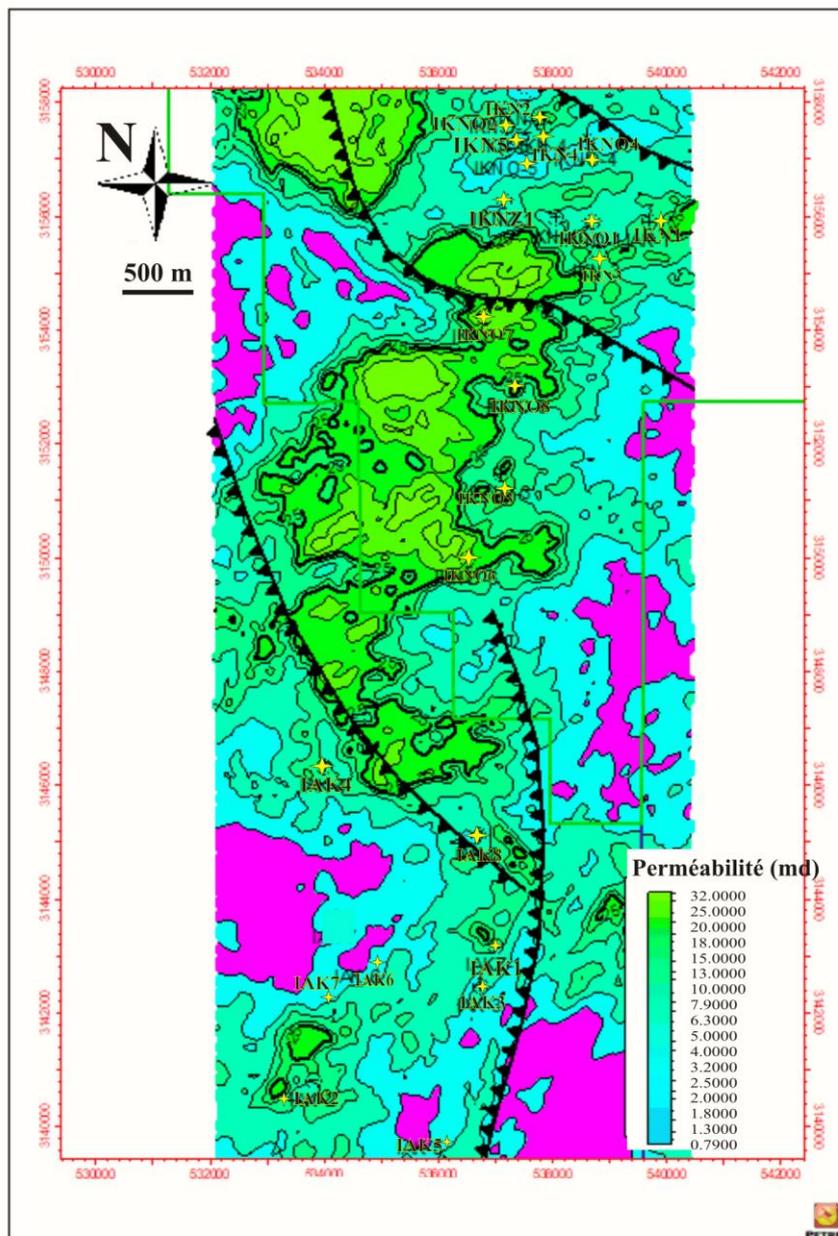


Fig. 16 : Carte en iso-perméabilité du réservoir M1 (F6).

2. Carte en iso-porosité

Les valeurs de la porosité du réservoir M1 oscillent entre 7,5 et 19 %. Leur distribution spatiale évoque en gros, une partie à porosité faible située au SW (IAK5 = 8,62 % et IAK6 = 9,16 %). Une partie à forte porosité dans le centre (IKNO6 = 15,38 %, IKNO7 = 18,92 %, et IKNO8 = 19,27 %) et dans quelques puits au Nord (IKN5 = 12,68 % et IKN3 = 14,73 %) (fig. 17).

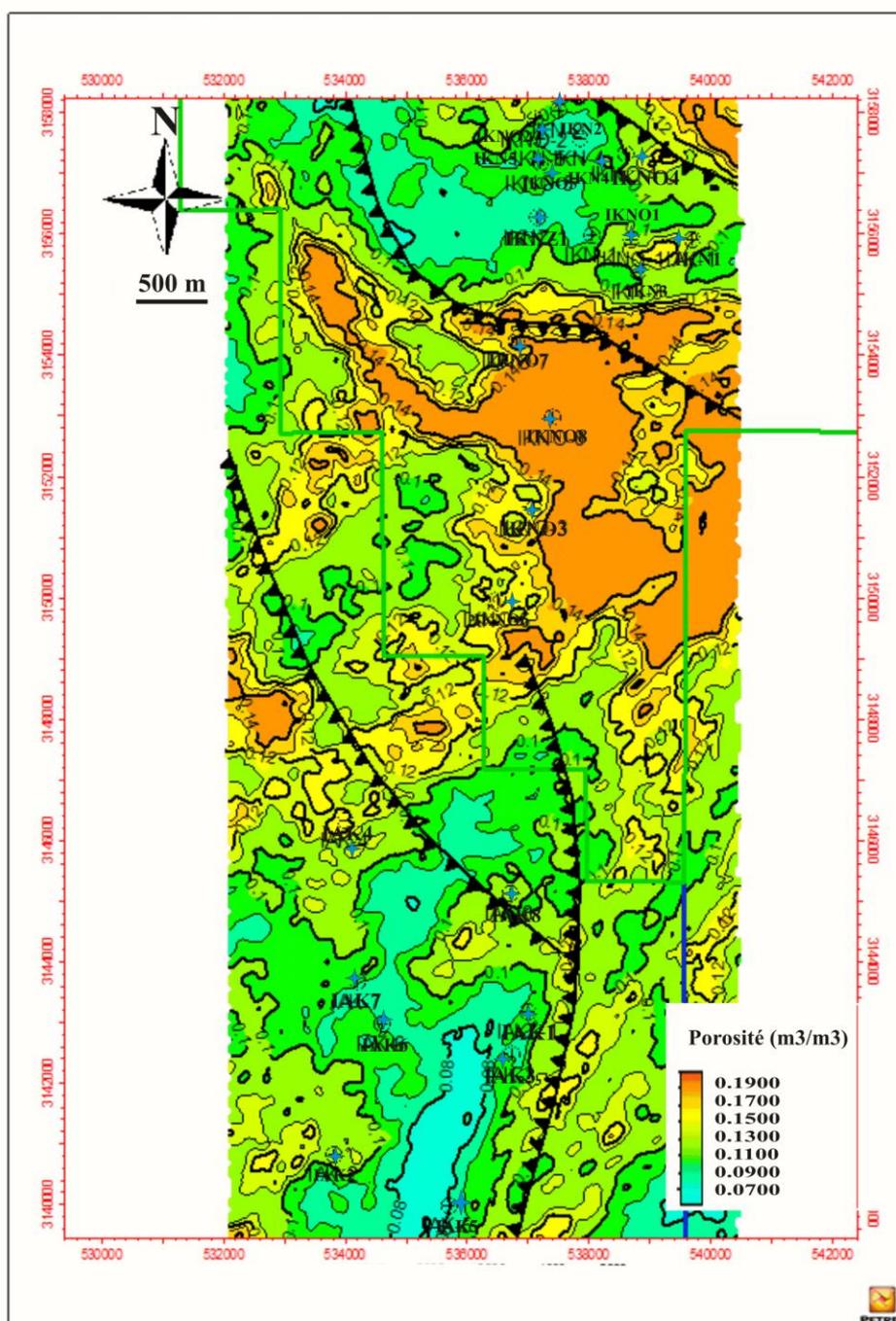


Fig. 17 : Carte en iso-porosité du réservoir M1 (F6).

3. Carte en iso-argilosité

Contrairement à la perméabilité et à la porosité, les valeurs du volume d'argiles sont comprises entre 25,7 et 42,5 %. La distribution spatiale de ces valeurs montre que l'enregistrement des plus fortes valeurs sont dans le bloc du centre (IKNO5 = 41,04 % et IKNO6 = 41,68 %) et celui du Nord (IKN5 = 41,26 %). Vers le SW, les valeurs sont inférieures à 40 % (fig. 18).

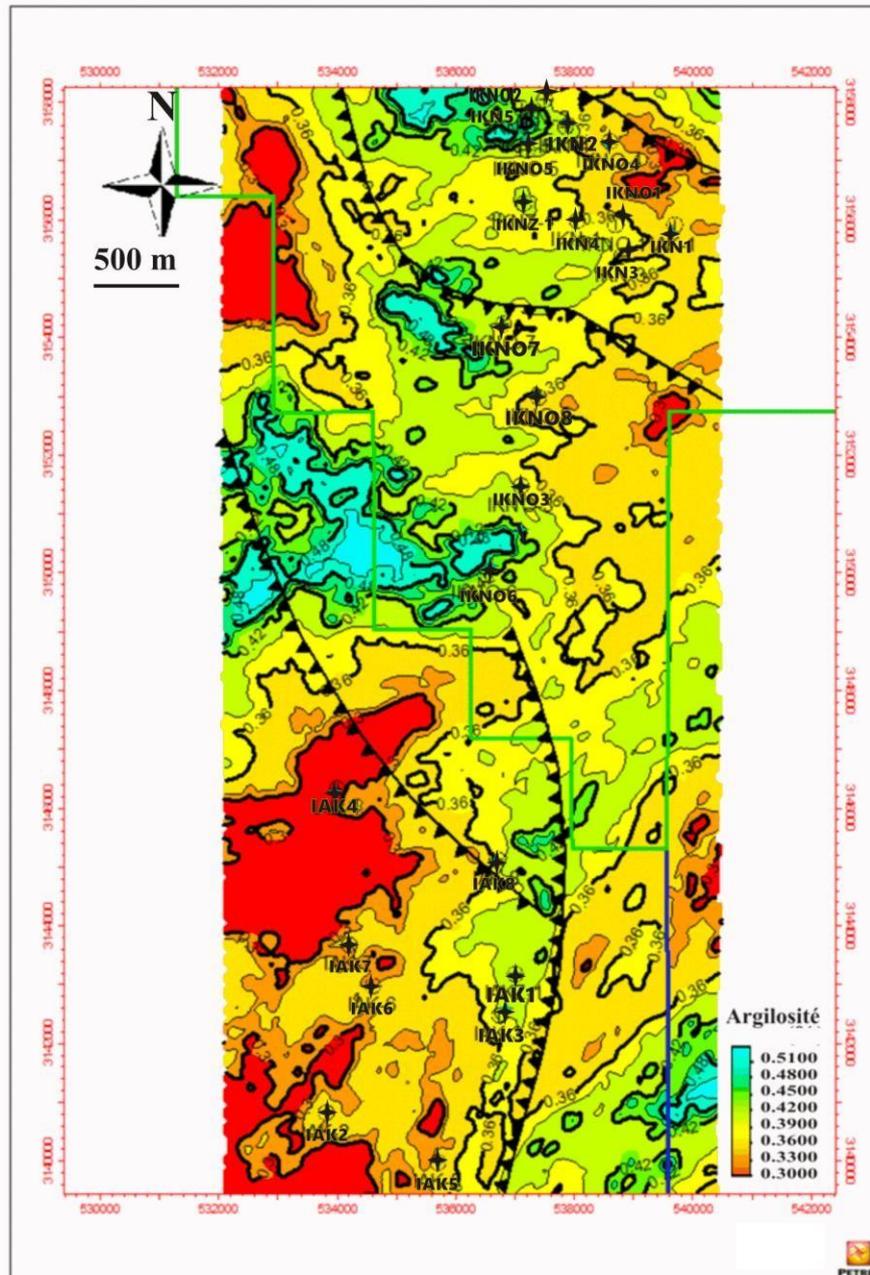


Fig. 18 : Carte en iso-argilosité du réservoir M1 (F6).

B. Réservoir M2 (F6)

Pour ce deuxième réservoir, les valeurs de la perméabilité sont comprises entre 3,33 et 32,24 mD, celles de la porosité entre 7,70 et 20,63 % et enfin celles de l'argilosité entre 24, 25 et 45 %.

1. Carte en iso-perméabilité

La répartition spatiale montre que les plus grandes valeurs de la perméabilité sont concentrées dans le bloc Nord (IKNO1 =26,17 mD, IKNO5 =27,41 mD, IKN3 = 28 mD, IKNZ1 = 28,24 mD, IKNO2 =28,83 mD, IKN1 = 29,45 mD et IKN4 = 32,24 mD)(fig. 19) et un degré moindre dans le bloc central formé essentiellement de puits à production de gaz.

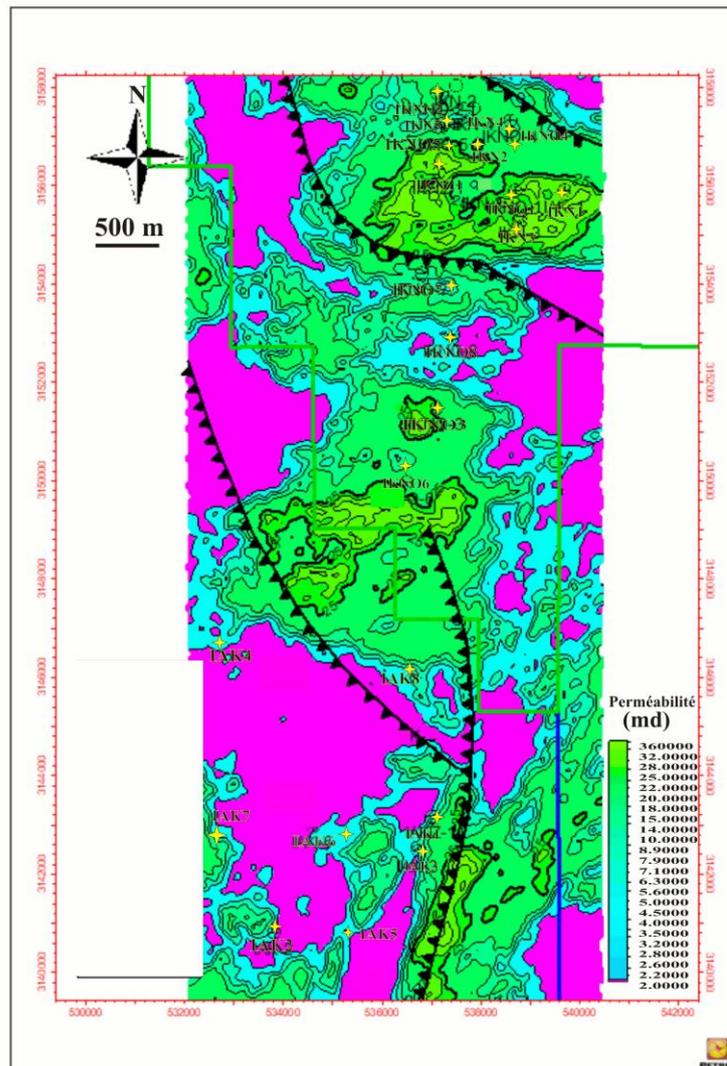


Fig. 19 : Carte en iso-perméabilité du réservoir M2 (F6).

2. Carte en iso-porosité

La distribution spatiale des valeurs montre le même schéma dessiné par la perméabilité (fig. 20).

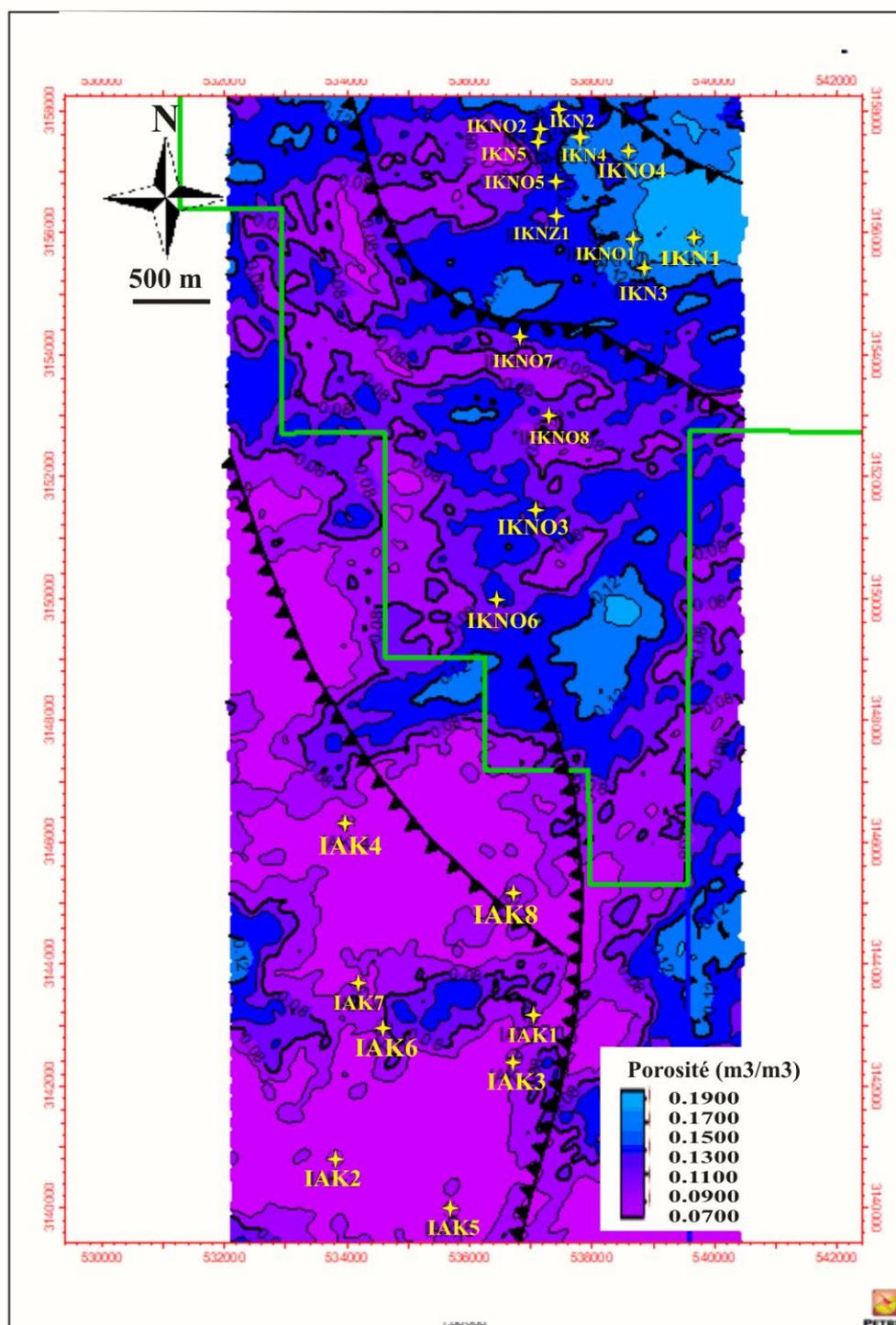


Fig. 20 : Carte en iso-porosité du réservoir M2 (F6).

3. Carte en iso-argilosité

Dans ce réservoir, le schéma de la distribution spatiale du volume d'argiles montre une zone à fortes valeurs situé dans le centre et représentée par les puits IKNO3 = 42,83 % et IKNO7 = 45,16 %). Par contre, la zone Nord indique les valeurs les plus faibles, avec les puits IKN1 = 24,25 % et IKNO1 = 25,97 % (fig. 21).

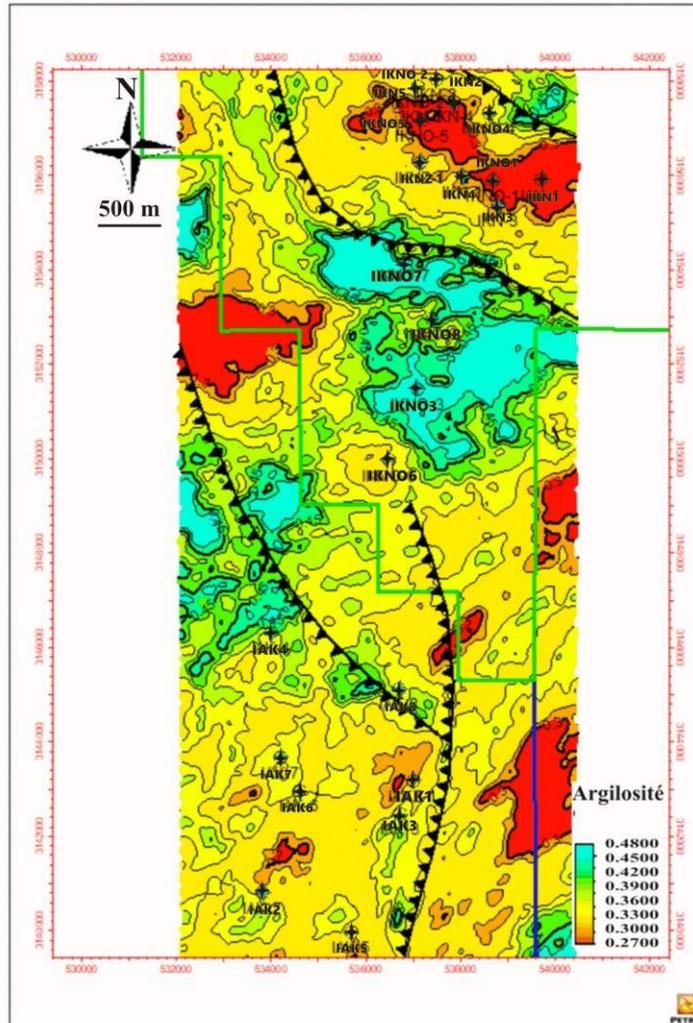


Fig. 21 : Carte en iso-argilosité du réservoir M2 (F6).

IV. CONCLUSION

La répartition spatiale des paramètres pétrophysiques (perméabilité, porosité et argilosité) des réservoirs M1 et M2 dans le champ d'In Akamil (Bassin Illizi), nous a permis de dégager les points suivants :

- l'existence d'une parfaite relation entre la distribution spatiale des trois paramètres pétrophysiques calculés et les potentiels pétroliers des puits considérés;
- le réservoir M1 produit plus de gaz dans les puits (IKNO7 et IKNO8) situés dans le bloc central qui est bien séparée par les deux failles de direction NNW-SSE;
- le réservoir M2 produit plus d'huile dans les puits (IKN3et IKN1) situés dans le bloc Nord.

CONCLUSION GENERALE

Suite à cette modeste étude consacrée aux deux réservoirs du Silurien supérieur (M1 et M2) du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi), nous résumons ici les principaux résultats obtenus.

-les corrélations entre les puits des différents transects ont permis de distinguer des variations spectaculaires des épaisseurs dans les deux réservoirs M1 et M2. Ces variations sont contrôlées essentiellement par le jeu de la tectonique. Dès lors le champ d'étude se trouve organiser en quatre blocs.

-Les différentes cartes en isopaques et en isobathes élaborées pour les deux réservoirs confirment fort bien la relation entre les variations des épaisseurs et la structure faillée des blocs exploités.

-les paramètres pétrophysiques calculés (perméabilité, porosité et l'argilosité) des deux (02) réservoirs, nous ont permis de distinguer les puits les plus producteurs de gaz (IKNO7 et IKNO8) et d'huile (IKN3et IKN1) et qui sont situés dans deux blocs différents.

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.

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

SONATRACH (2004)- Document interne .

SONATRACH (2006)- Document interne .

SONATRACH (2007)- Document interne .

SONATRACH (2018)-Document interne.

LISTE DES FIGURES

Fig. 1	Situation géographique du bassin d'Illizi (d'après Sonatrach, 2018)	8
Fig. 2	Aspect structural du bassin d'Illizi (d'après Sonatrach, 2018)	9
Fig. 3	Coupe paléontologique S-N du bassin d'Illizi (d'après Sonatrach, 2007)	10
Fig. 4	La série lithostratigraphique type du bassin d'Illizi (d'après Sonatrach, 2006)	13
Fig. 5	Limites du champ d'étude	14
Fig. 6	Colonne lithostratigraphique type du champ d'In Akamil (d'après Sonatrach, 2004, modifiée)	16
Fig. 7	Tracés des transects considérés	17
Fig. 8	Corrélation entre les différents puits selon le transect A/A'	20
Fig. 9	Corrélation entre les différents puits selon le transect B/B'	21
Fig. 10	Corrélation entre les différents puits selon le transect C/C'	22
Fig. 11	Corrélation entre les différents puits selon le transect D/D'	23
Fig. 12	Carte en isopaques du réservoir M1 (F6)	24
Fig. 13	Carte en isopaques du réservoir M2 (F6)	25
Fig. 14	Carte en isobathe du réservoir M1 (F6)	26
Fig. 15	Carte en isobathe du réservoir M2 (F6)	27
Fig. 16	Carte en iso-perméabilité du réservoir M1 (F6)	30
Fig. 17	Carte en iso-porosité du réservoir M1 (F6)	31
Fig. 18	Carte en iso-argilosité du réservoir M1 (F6)	32
Fig. 19	Carte en iso-perméabilité du réservoir M2 (F6)	33
Fig. 20	Carte en iso-porosité du réservoir M2 (F6)	34
Fig. 21	Carte en iso-argilosité du réservoir M2 (F6)	35

LISTE DES TABLEAUX

Tabl. 1	Principaux événements tectoniques affectant le bassin d'Illizi (d'après Aliev et <i>al.</i> , 1971 ; Boudjema, 1987)	10
Tabl. 2	Principaux événements tectoniques affectant le bassin d'Illizi	16
Tabl. 3	Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect A/A'	18
Tabl. 4	Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect B/B'	19
Tabl. 5	Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect C/C'	20
Tabl. 6	Variation des épaisseurs dans les réservoirs M1 et M2 (F6) selon le transect D/D'	20
Tabl. 7	Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir M1 (F6)	29
Tabl. 8	Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir M2(F6)	30

MEMOIRE DE MASTER

Type de Master : Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géo-Ressources

Titre du mémoire : Etude du réservoir F6 (M1 et M2) du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi) : Caractéristiques pétrophysiques et essai de modélisation

Auteur : Mohamed Khalil NACHI

Résumé

A partir des Datas diagraphiques de vingt-deux (22) puits provenant du champ d'In Akamil (Bassin d'Illizi), nous avons essayé d'évaluer le potentiel pétrolier des réservoirs argilo-gréseux (M1 et M2) attribués au Silurien supérieur.

Dans cette optique, les corrélations entre les puits et l'interprétation des cartes en isopaques et en isobathes montrent que les variations des épaisseurs et des profondeurs sont guidées par la structure géologique du

champ d'étude. Ainsi, la répartition spatiale des réservoirs M1 et M2 au cours du Silurien supérieur se trouve contrôler essentiellement par le jeu de la tectonique locale et/ou régionale.

Par ailleurs, la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques à travers les cartes en (iso-perméabilité, iso-porosité et iso-argilosité) évoque l'existence d'une parfaite relation entre la qualité pétrophysique du réservoir et le potentiel pétrolier en matière de production de gaz et d'huile.

Mots-clés : Champ d'In Akamil, Bassin d'Illizi, Silurien supérieur, Diagraphie, Isopaques, Isobathes, Paramètres pétrophysiques