

N° d'ordre : /DSTU/2019



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

Asmaa KIHHEL

**ETUDE PETROPHYSIQUE ET MODELISATION DU RESERVOIR
ATTRIBUE AU SILURIEN SUPERIEUR- DEVONIEN MOYEN
(CHAMP D'IFEFANE, BASSIN D'ILLIZI)**

Soutenu le 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

SOMMAIRE

	P.
REMERCIEMENTS	4
RESUME	5
ABSTRACT	6

Premier chapitre : **CADRE GENERAL DE L'ETUDE**

I. INTRODUCTION	7
II. OBJECTIFS	7
III. METHODOLOGIE	7
A. Acquisition des données	7
B. Traitement des données	7
IV. PRESENTATION DU BASSIN D'ILLIZI	8
A. Cadre géographique	8
B. Cadre géologique	8
1. Au plan tectonique	8
2. Au plan lithostratigraphique	10
2.1. Le Paléozoïque	10
2.2. Le Mésozoïque	12
2.3. Le Cénozoïque	12
2.4. Le Quaternaire	13
V. PRESENTATION DU CHAMP D'IFEFANE	14
A. Contexte géographique	14
B. Contexte géologique	14
1. Le Paléozoïque	15
2. Le Mésozoïque	17
VI. ASPECT PETROLIER DANS LE BASSIN D'ILLIZI	17
A. Roche mères	17
B. Roche réservoirs	17
1. Réservoirs du Cambrien	17
2. Réservoirs de l'Ordovicien	17
3. Réservoirs du Silurien	18

4. Réservoirs du Dévonien	18
5. Réservoirs du Carbonifère	19
C. Roches couvertures	19
D. Pièges	19

Deuxième chapitre : **INTERPRETATION DES SIGNAUX DIAGRAPHIQUES
& CORRELATIONS ENTRE LES PUITES**

I. INTRODUCTION	20
II. INTERPRETATION DU SIGNAL DIAGRAPHIQUE	20
A. Pour le réservoir F6-M1	20
1. Faciès Diagraphique Gréseux (FDG)	21
2. Faciès Diagraphique Argilo-Gréseux (FDAG)	21
3. Faciès Diagraphique Argileux (FDA)	22
B. Pour le Réservoir F4	22
1. Faciès Diagraphique Gréseux (FDG)	22
2. Faciès Diagraphique Argilo-Gréseux (FDAG).....	23
3. Faciès Diagraphique Argileux (FDA)	23
III. CORRELATIONS ENTRE LES PUITES.....	24
A. Transect (A/A') d'orientation N-S	24
B. Transect (B/B') d'orientation NNW-SSE	25
IV. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES	28
A. Analyse et interprétation	28
1. Cartes en isopaques	28
1.1. Réservoir F6-M1	28
1.2. Réservoir F4	28
2. Cartes en isobathes	28

Troisième chapitre : **ÉTUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES**

I. INTRODUCTION	35
II. METHODOLOGIE	35
III. RESULTATS ET DISCUSSION	35
A. Réservoir F6-M1 (Silurien supérieur)	35
1. Carte en iso-perméabilité	36

2. Carte en iso-porosité	36
3. Carte en iso-argilosité	36
B. Réservoir F4 (Dévonien moyen)	36
1. Carte en iso-perméabilité	37
2. Carte en iso-porosité	37
3. Carte en iso-argilosité	37
IV. CONCLUSION	37
CONCLUSION GENERALE	41
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	42
LISTE DES FIGURES	43
LISTE DES TABLEAUX	45

REMECIEMENTS

Tout d'abord, je voudrais remercier ALLAH tout puissant de m'avoir donné la volonté et le courage d'établir ce modeste travail. Ensuite, j'adresse mes plus grands remerciements aux membres de jury ::

Monsieur **Abbas MAROK**, Professeur des Universités dont les conseils et les critiques m'ont été d'un apport précieux et d'une aide inestimable le long de tout mon cursus universitaire. Aujourd'hui, je le remercie de m'avoir guidé, orienté, suivi et dirigé durant toute la période de la réalisation de ce mémoire.

Mademoiselle **Salamet MAHBOUBI**, Maître de conférences classe (B) d'avoir acceptée de présider ce jury.

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

Monsieur **Mohamed Nafaa BELHADJ**, Ingénieur géologue N1 à la Division EP de STAH pour son aide durant toute la période de mon stage de **Mise en Situation Professionnel (MSP)**.

Je remercie également toute l'équipe du personnel de la Division EP de STAH pour leur accueil chaleureux, leur disponibilité et leur bienveillance.

Mes sincères remerciements vont aussi à Monsieur **Mokhtar DIDA** de m'avoir aidé à postuler et obtenir mon stage pratique.

Un grand merci à tous les enseignants du Master Géo-ressources Professionnel et spécialement à Madame **Fatiha HADJI** pour tous ses conseils et son suivi pendant toute ma formation de Master.

Enfin, je voudrais remercier mes parents, mes sœurs, mes amis, toute ma promotion 2019 et ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de fin d'études.

RESUME

Dans le présent travail, une étude est réalisée sur les réservoirs F6-M1 (Silurien supérieur) et F4 (Dévonien moyen) du champ d'Ifefane Nord (Bassin d'Illizi). Ainsi, les données diagraphiques (Gamma-Ray et Sonic) provenant de quatorze (14) puits, nous ont permis d'identifier trois types de faciès essentiellement détritiques. Il s'agit des faciès gréseux (FDG), argileux (FDA) et argilo-gréseux (FDAG).

Par ailleurs, les corrélations effectuées entre les puits d'une part et l'élaboration des cartes en isopaques et en isobathes d'autre part montrent

l'existence d'une parfaite relation entre les variations des épaisseurs et la structure géologique du bloc exploité. Cette structure correspond fort bien à un anticlinal faillé.

Enfin, la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques à travers les trois (03) types de cartes (iso-perméabilité, iso-porosité et iso-argilosité) évoque l'existence d'une forte relation entre les réservoirs les plus producteurs (F6-M1) et le potentiel pétrolier représenté ici par les puits à gaz (IFN9 et IFN11).

Mots-clés : Silurien supérieur, Dévonien moyen, Champ d'Ifefane, Bassin d'Illizi, Diagraphie, Corrélation, Isopaques, Isobathes, Paramètres pétrophysiques

ABSTRACT

In this work, a study is conducted upon the F6-M1 (Upper Silurian) and F4 (Middle Devonian) reservoirs of the Ifefane North field (Illizi Basin). Thus, the diagraphical data (Gamma-Ray and Sonic) from fourteen (14) wells permits us to identify three types of facies that are essentially detritic. Which are sandstone facies (DSF), clayey (DCF) and clayey-sandstone (DCSF).

Furthermore, the correlations made between the wells on the one hand and the creation of the maps in isopachs and isobaths on the other hand show the

existence of a perfect relationship between the variations in thickness and geological structure of the exploited block. This structure is a very good match for a faulted anticlinal.

Finally, the spatial distribution of petrophysical parameters across the three (03) types of maps (iso-permeability, iso-porosity and iso-argilosity) evokes the existence of a strong relationship between the most productive reservoirs (F6-M1) and the oil potential represented here by the gas wells (IFN9 et IFN11).

Key-words : Upper Silurian, Middle Devonian, Ifefane field, Illizi basin, Diagraphy, Correlation, Isopachs, Isobaths, petrophysical parameters

Premier chapitre : **CADRE GENERAL DE L'ETUDE**

I. INTRODUCTION

Renfermant les plus grands gisements d'huile et de gaz, le bassin d'Illizi dont l'exploitation a débuté en 1956 est considéré comme la partie la plus étudiée de la plate-forme saharienne. On note aujourd'hui plus de 413 puits d'exploration, avec 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz essentiellement dans les ensembles pétro-gazéifères des intervalles chronologiques du Paléozoïque (du Cambrien au Silurien et du Dévonien au Carbonifère). Dans le but de comprendre l'évolution spatio-temporelle des réservoirs producteurs (à l'exemple des réservoirs F6-M1 et F4) et avoir une idée sur l'extension des recherches futures, nous allons essayer d'étudier les DATAS diagaphiques de quatorze (14) puits du champ d'Ifefane. La quantification des différents paramètres pétrophysiques (e.g. porosité, perméabilité et argilosité) sera un appui important pour la réalisation de cette étude.

II. OBJECTIFS

En se basant sur les données diagaphiques et pétrophysiques de 14 puits appartenant au champ d'Ifefane, nous avons effectué une étude dont les principaux objectifs sont :

- la détermination des faciès diagaphiques des réservoirs F6 –M1 et F4, en utilisant les méthodes du Gamma-Ray (GR) et du Sonic (DT);
- l'établissement des corrélations lithologiques entre les puits pour bien suivre l'évolution spatio-temporelle des réservoirs considérés ;
- l'élaboration des cartes en isopaques et en isobathes ;
- la quantification des paramètres pétrophysiques des réservoirs (F6-M1 et F4) et suivre leur évolution à travers les cartes en iso-perméabilité, iso-porosité et iso-argilosité.

III. METHODOLOGIE

A. Acquisition des données

Dans ce mémoire, les DATAS diagaphiques de 14 puits utilisés proviennent de la Division Engineering et Production de Stah-Sonatrach. Ils se présentent sous formes de fichiers LAS et Excel.

B. Traitement des données

Le traitement des DATAS a été effectué à l'aide de deux logiciels, à savoir :

- le logiciel TECHLOG pour établir les logs diagaphiques et calculer les paramètres pétrophysiques ;

-le logiciel SURFER pour élaborer les cartes (isopaques, isobathes, iso-perméabilité, iso-porosité et iso-argilosité). Nous avons utilisé également le logiciel PETREL pour positionner les failles sur les cartes.

IV. PRESENTATION DU BASSIN D'ILLIZI

A. Cadre géographique

Faisant partie de la province pétrolière de la plate-forme saharienne orientale, le bassin d'illizi s'étend sur une superficie de 108424 km². 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'Ouest par le môle d'Amguid-Messaoud. Vers l'Est, le môle de Tihemboka, le séparant des bassins de Djado et Murzuk en Libye (figure 1). Il est ainsi compris entre 26° 30'00'' et 29° 45'00'' de latitudes Nord et entre 6° et 10° de longitudes Est.

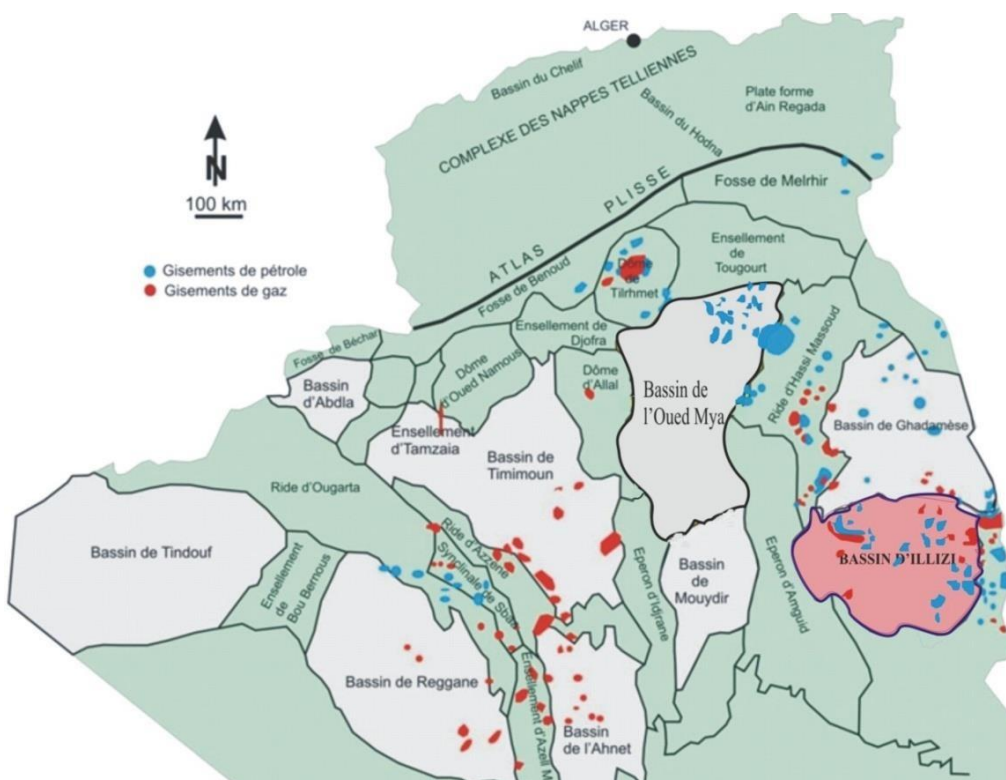


Figure 1- Situation géographique et limites du bassin d'illizi

(In WEC,2007, modifiée).

B. Cadre géologique

1. Au plan tectonique

Le bassin d'illizi est affecté par des accidents de directions méridiennes, d'orientation NE-SW et NW-SE. Au Nord du bassin, et sur le môle d'Ahara, apparaissent quelques failles alignées d'orientation E-W. Il peut être subdivisé en une série d'axes majeurs, qui sont d'Ouest en Est (figure 2):

- l'axe d'Amguid-El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est ;
- l'axe de Tan Elak ;
- l'axe d'Essaoui Méllene ;
- l'axe passant par Maouar Tin Tayart ;
- l'axe de Fadnoun ;
- l'axe de la Tihemboka.

Les principaux éléments structuraux du bassin sont inscrits dans l'évolution tectonique de la plate-forme saharienne qui correspond aux phases compressives et distensives suivantes (ALIEV *et al.*, 1971 ; BOUDJEMA, 1987 ; ABDERAMANE, 2016):

- la phase pan-africaine : elle correspond à la naissance de la chaîne pan-africaine issue de la collision du paléocontinent de l'Ahaggar contre le craton Ouest-africain ;
- la phase taconique : cette phase distensive de l'ordovicien supérieur est marquée par l'érosion dans plusieurs secteurs du bassin, accompagné par des glaciations ;
- la phase calédonienne : c'est la phase compressive marquée par une érosion majeure durant toute la période du Silurien supérieur au Dévonien inférieur ;
- la phase frasnienne : c'est une phase distensive du Dévonien et qui se traduit par une érosion profonde au niveau du môle d'Ahara (e.g. discordance frasnienne) ;
- les mouvements post-Fameniens : ils sont marqués par la mise en évidence d'une discordance à la base du Carbonifère ;
- la phase hercynienne : durant le Carbonifère-Permien, elle se distingue par deux phases tectoniques majeures. Il s'agit de la phase autrichienne (Crétacé inférieur) et pyrénéenne (du Crétacé supérieur au Tertiaire).

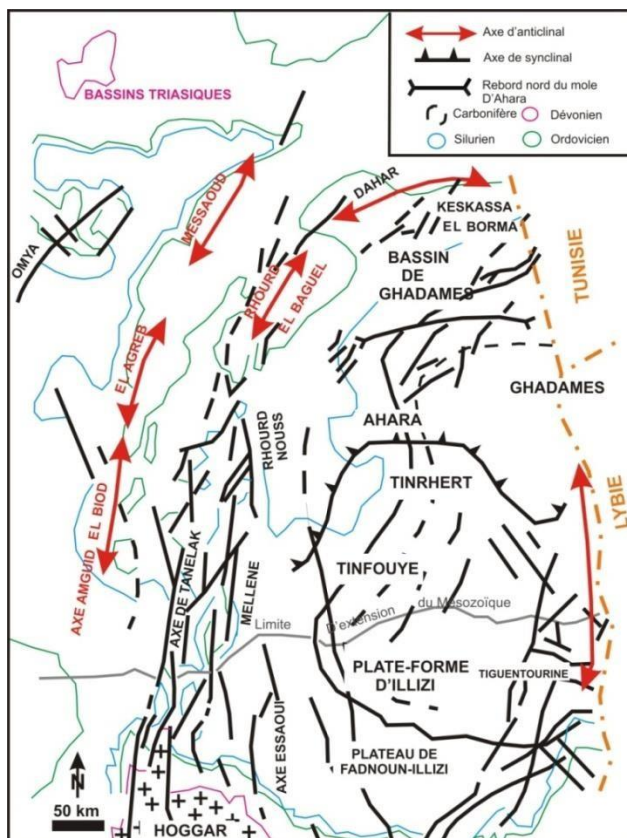


Figure 2- Esquisse structurale schématique de la synclise Est-algérien (d'après de SONATRACH, 2018a).

2. Au plan lithostratigraphique

Partie intégrante du craton nord africain, le bassin d'illizi est structuré en plusieurs bassins séparés par des zones hautes (ALIEV *et al.*, 1971)(figure 3). Ce bassin est constitué essentiellement d'un socle précambrien sur lequel repose en discordance majeure une épaisse série sédimentaire transgressive de 2500 à 3500 m. Dans le détail, nous pouvons résumer ici la série lithostratigraphique type et qui comprend dans l'ordre ascendant (figure 4) :

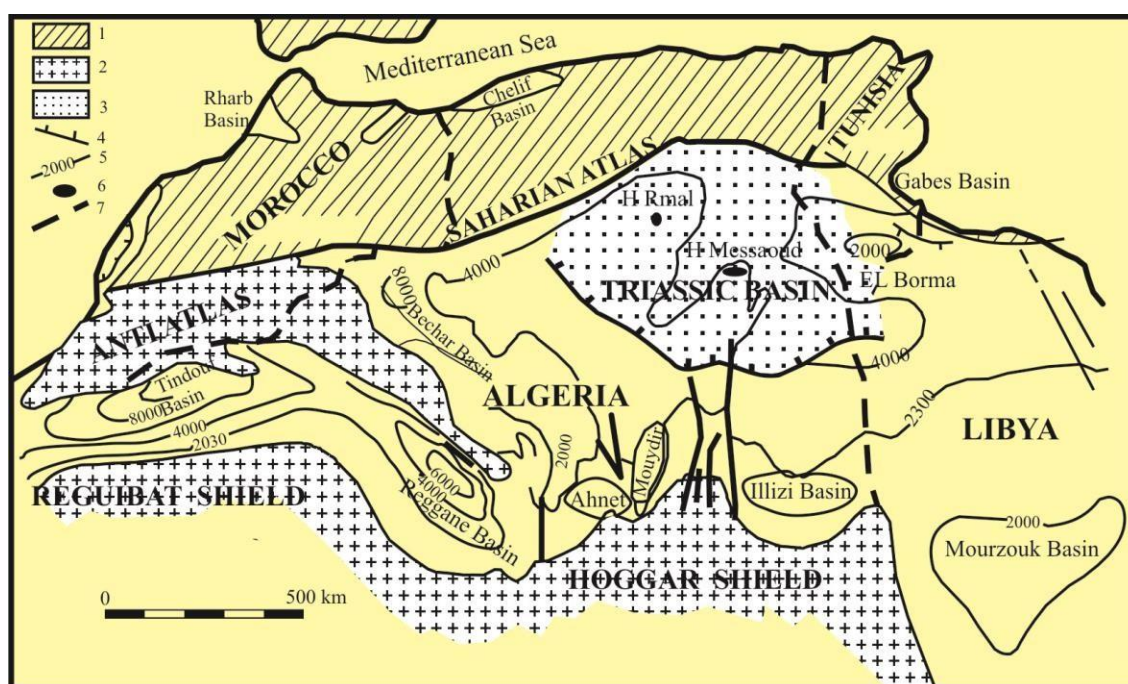


Figure 3- L'emplacement du bassin d'illizi à l'échelle de la plate-forme saharienne (in BOUDJEMA, 1987 ; modifiée).

1 : chaîne alpine ; 2 : socle métamorphique ; 3 : sel triasique ; 4 : limite du sel triasique ; 5 : isobathes du socle en mètre ; 6 : frontière d'Etat.

Le Paléozoïque

Sur un socle formé de terrains métamorphiques, sédimentaires et magmatiques et dont l'âge est attribué à l'Archéen-Cambrien)(in BOUDJEMA, 1987) se dépose en discordance les formations paléozoïques essentiellement silicoclastiques. Ces formations constituent les principaux réservoirs producteurs d'huiles et de gaz. De bas en haut, nous avons la succession suivante:

-Le Cambrien: il comprend une succession de plusieurs unités détritiques. Il s'agit de l'unité I (conglomérats d'EI Moungar) sur laquelle repose l'unité II (grès à galets de quartz et grès à intercalations argilo-silteuses renfermant des traces de Tigillites). L'épaisseur de ces deux unités dépasse souvent 400 m.

-L'Ordovicien : il est subdivisé en quatre unités. Ainsi, on distingue :

- l'unité III-1: d'âge Trémadocien, elle est représentée par une alternance de grès à litages obliques et de niveaux silteux.
- l'unité III-2: c'est principalement des grès quartzitiques.
- l'unité III-3 : attribuée au Caradocien, cette unité dont l'épaisseur peut atteindre 200 m est constituée de grès micacés à grains fins et à ciment argileux ou siliceux, admettant parfois des passées d'argilites. Ladite unité passe vers le sommet à des grès à grains grossiers à fins caractérisés par la présence des litages obliques.
- l'unité IV: elle est composée de grès et d'argiles d'origine glaciaire. Cette unité reposant en discordance sur l'unité III-3 comprend l'unité IV-2 et l'unité IV-3 gréseuse (dalle terminale).

-Le Silurien : chronologiquement, il est constitué de bas en haut par:

- la Formation de l'Oued Imirhou: c'est des argiles à graptolites très riche en matière organique.
- la zone de passage (unité M): avec une épaisseur d'environ 100 m, cette zone forme le réservoir basal du F6. Elle est constituée d'une alternance de grès à litages obliques, d'argiles et de silts.
- la barre inférieure (unité A) du réservoir F6: il s'agit des grès à grains fins à moyens à litages obliques. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 30 m.
- le Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6: avec une épaisseur qui varie entre 40 à 50 m, cette unité est formée d'une alternance d'argiles silteuses et de grès à grains fins, associés à des terriers.

-Le Dévonien: avec une épaisseur qui peut atteindre 200 m, cet intervalle chronologique est constitué de :

- la barre moyenne (unité C1) du réservoir F6: d'âge Gedinnien et d'une épaisseur de 50 m, elle correspond à des grès à grains fins à grossiers, caractérisés par la présence des litages à la fois obliques et entrecoupés.
- les trottoirs (unité C2) du réservoir F6: cette unité dont l'âge est Gedinnien et l'épaisseur varie entre 20 et 30 m est formée d'une alternance de grès et d'argiles silteuses témoignant en faveur d'un milieu de dépôt de type fluvio- estuarien.
- la barre supérieure (unité C3) du réservoir F6: contrairement aux unités précédentes, l'unité C3 est d'âge Siegénien. Elle est essentiellement gréseuse et son épaisseur varie de 80 à 100 m.

Il est à noter que le Dévonien moyen et supérieur (Fms. Tin Méras et Gara Mas Melouki) est représenté uniquement par le réservoir F2 appelée « Formation d'Illerene » et dont d'âge est attribué au Strunien. Il s'agit généralement des grès à grains fins à moyens, passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre de 40 à 70 m. Le passage Silurien – Dévonien correspond à la formation dite Atafaitafa. Une formation argilo-gréseuse à caractère régressif (MOREAU-BENOIT et *al.*,1993).

-Le Carbonifère: c'est une série argilo-gréseuse de 100 m environ, admettant vers le sommet des niveaux de calcaires fossilifères. Dans le détail, il comprend de bas en haut :

- le Tournaisien argilo-gréseux ;
- le Viséen argilo-gréseux, avec la présence de deux chenaux régionaux B₂ et B₁₂ ;
- le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire. Notons la présence également des gypses, des dolomies et des bancs de calcaires oolitiques.

Le Mésozoïque

Dans tout le bassin d'Ilizi, les formations mésozoïques reposent en discordance majeure sur le Paléozoïque. Elles sont formées de dépôts littoraux et lagunaires avec des épaisseurs très variables en allant du Sud vers le Nord (1000 m environ). Lithostratigraphiquement, on distingue de bas en haut, la succession suivante:

-Le Trias : il est représenté uniquement par sa partie supérieure « Zarzaitine inférieur » attribuée classiquement au Keuper. Le faciès est constitué de grès à grains fins à grossiers, à ciment argileux. Notons la présence des passées d'argiles versicolores et de bancs de dolomies.

-Le Jurassique : formé par l'ensemble de « Zarzaitine » moyen et supérieur, cet intervalle est constitué principalement d'argiles bariolées et de grès à grains fins à grossiers, à ciment argileux ou dolomitique. On distingue :

- le Lias : formé d'argiles, d'anhydrites et de carbonates.
- le Dogger : constitué essentiellement d'argiles, de grès et de carbonates.
- le Malm : représenté par des grès à grains fins et moyens.

-Le Crétacé : il comprend 500 à 600 m d'épaisseurs de dépôts représentés par la succession lithostratigraphique suivante :

- le Néocomien-Barrémien: alternance de sables et d'argiles.
- l'Aptien: dolomies et d'argiles.
- l'Albien: grès à grains moyens et argiles.
- l'Albo-Vraconien: c'est la série d'In Akamil qui est constituée de dolomies, de grès et d'argiles.
- le Cénomanién: ce sont des argiles admettant parfois la présence de gypses et des intercalations dolomitiques.
- le Turonien: c'est généralement des faciès carbonatés marqués au sommet par la présence de passées de marnes.
- le Sénonien: calcaires argileux à dolomitiques, dolomies, argiles à gypses et des passées de grès.

Le Cénozoïque

Ce sont généralement des dépôts de grès, marnes et calcaires.

Le Quaternaire

Il s'agit des alluvions des oueds et les sables éoliens de l'Erg Orientale.

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
	PALEOZOIQUE	CARBONIFERE	Supérieur
Inférieur			Grès-argileux Argiles
DEVONIEN		Supérieur	Grès-argileux Argiles
		Moyen	Grès-argileux
		Inférieur	Argiles
SILURIEN			Grès-argileux Argiles
CAMBRO-ORDOVICIEN			Grès Argiles gréseuses Quartzites
SOCLE PRECAMBRIEN			Roches cristallines et métamorphiques

Figure 4- La série stratigraphique type du bassin d'Ilizi.
(d'après SONATRACH, 2006).

V. PRESENTATION DU CHAMP D'IFEFANE

A. Contexte géographique

Situé au Sud-Est du bassin d'Illizi, à environ 45 km du champ d'Alrar et à 20 km de la ville d'In Aménas (figure 5), le champ d'Ifeane fait partie du périmètre d'Alrar-Sud, au niveau des blocs 239c et 240c.

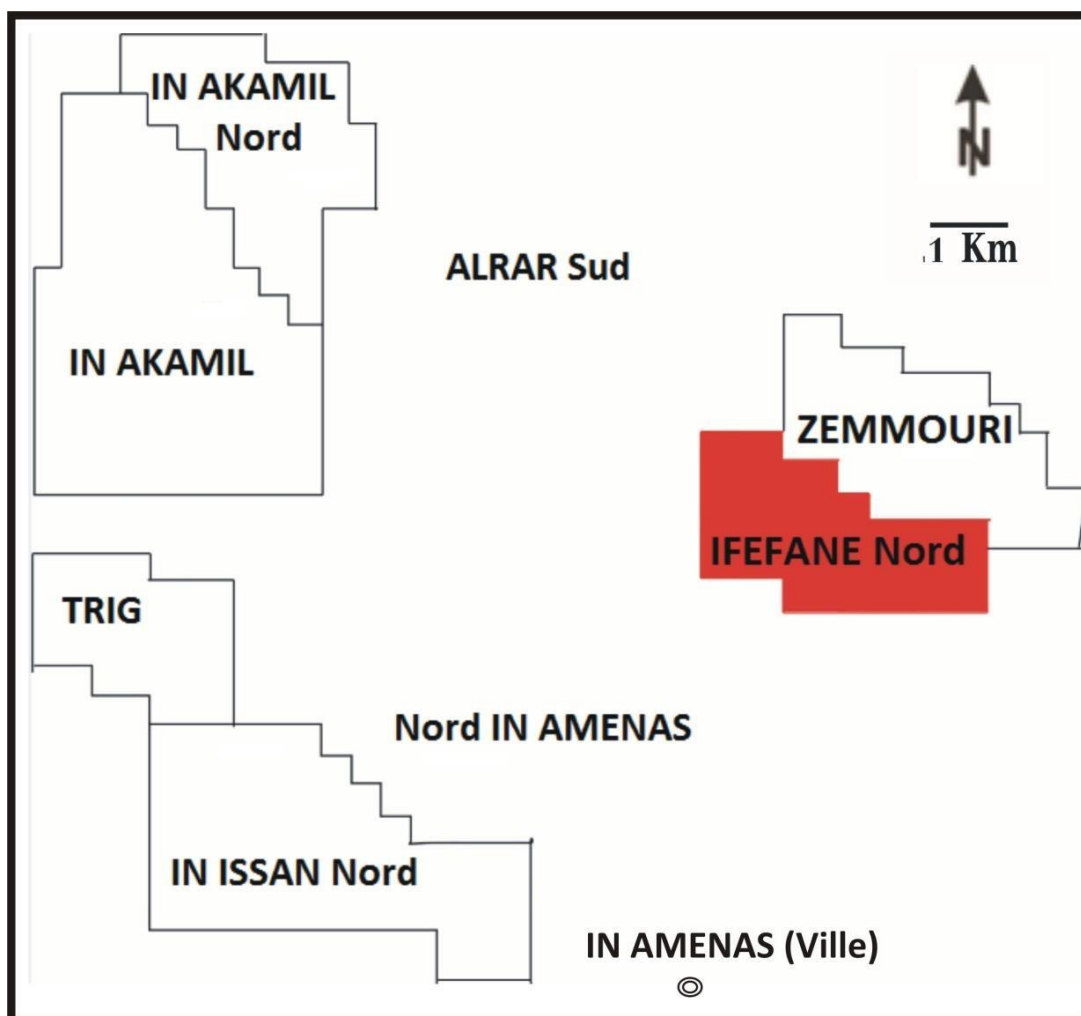


Figure 5- Situation du champ d'étude (d'après SONATRACH, 2018b).

B. Contexte géologique

Faisant partie du prolongement Nord-Ouest de l'axe structural de Zarzaïtine, la structure d'Ifeane Nord (IFN) est orientée globalement E-W ou WNW-ESE. Cette dernière est limitée au Sud par une faille inverse d'orientation E-W et plonge vers le Nord jusqu'à intercepter une faille inverse qui la sépare de la structure Ouan Taradjeli (SONATRACH, 2018a). Sur le plan stratigraphique, la série type du champ d'Ifeane peut être résumée dans la figure 6. Ainsi, nous distinguons :

1. Le Paléozoïque

Reposant en discordance sur le complexe métamorphique, le Paléozoïque du champ d'étude est constitué par des alternances de grès et d'argiles, avec la présence de niveaux carbonatés au Carbonifère. Les 2160 m d'épaisseurs correspondent à la succession suivante :

Le Silurien

Au dessus du Silurien argileux qui constitue la roche mère se dépose une partie du réservoir F6 silurien qui comprend:

- L'unité M: cette unité dont l'épaisseur est de l'ordre de 100 m est subdivisée en deux sous unités (M1 et M2). Il s'agit d'une alternance argilo-gréseuse.
- L'unité B: d'une épaisseur qui varie entre de 40 à 50 m, elle est subdivisée également en deux sous unités B1 et B2. Ce sont généralement des argiles silteuses à lenticulaires, de silts et de grès argileux.

Dévonien inférieur et moyen

Il est constitué de deux principales formations gréseuses (Unité C). Il s'agit de la formation d'Oued Karkai (unité C2) surmontée par celle d'Oued Samene (unité C3)(Réservoir F6). Au-dessus se déposent les argiles intermédiaires et le réservoir F4 appelé « Orsine Fm. » d'âge Emsien. Ce réservoir qui peut atteindre 80 m d'épaisseurs est formé d'un ensemble gréseux, localement micro-conglomératiques et argileux. Ensuite, vient deux séries argileuses sur lesquelles repose le réservoir F2 connu sous le nom de Gara mas Malouki, d'âge Strunien. D'une épaisseur variable de 40 à 70 m, ledit réservoir est composé de grès passant vers le haut à des silts et à des argiles. La base est marquée par la présence niveaux carbonatés à oolithes.

Le Carbonifère

Dans l'ordre ascendant, l'étage carbonifère du champ d'Ifefane est constitué du :

- Tournaisien (A)(Ep = 210 m) : c'est des argiles gris-noires, silteuses, micacées légèrement carbonatées à rares passées de grès ;
- Viséen (B)(Ep = 230 m) : il s'agit des d'argile gris- foncées tendres à indurées ;
- Viséen (C)(Ep ≈ 200 m) : à la différence des faciès précédents, les argiles admettent des passées de grès et de calcaires ;
- Namurien (D)(Ep = 150 m) : c'est une alternance de grès argileux et des argiles carbonatées. Notons également la présence de calcaires argileux et fossilifères.
- Westphalien-Namurien (E)(Ep ≈ 150 m): ce sont généralement des marnes et des argiles versicolores, silteuses parfois gréseuses, avec des passées de calcaires et parfois de calcaires dolomitiques.
- Westphalien (F)(Ep = 100 m): alternances de calcaires localement gréseux et de marnes tendres et indurées. A noter la présence de passées d'argiles.

AGE	UNITES STRATIGRAPHIQUES	LOG	DESCRIPTION		
MESOZOIQUE	Tauratine		Sables, grès avec des passées gréseuses		
	Zarzaïtine sup.		Argiles, sables et grès admettant Des passées de dolomies et d'anhydrites		
	Zarzaïtine inf.				
PALEOZOIQUE	CARBONIFERE	Tiguentourine		Argiles sableuses, parfois dolomitiques	
		Westphalien F		Calcaires, dolomies argileuses et argiles	
		Westphalien-Namurien E		Argiles, dolomies, grès et calcaires	
		Namurien D		Argiles, dolomies, grès et calcaires	
		Viséen C		Argiles, grès et calcaires	
		Viséen B			
		Tournaisien A		Argiles, grès à grains fins et dolomies	
	DEVONIEN	Réservoir F2		Grès et argiles silteuses	
		Série argileuse sup.		Argiles, grès et calcaires	
		Série argileuse inf.			
		Réservoir F4		Alternance de grès et d'argiles	
		Argiles intermédiares		Argiles avec des passées de calcaires Et de grès	
		SILURIEN	Réservoir F6	Unité C3	
	Unité C2				
	Unité C1				
	Unité B2				Argiles silteuses et grès argileux
	Unité B1				Grès avec des passées argilo-gréseuses
Unité M2					
Unité M1			Ensemble gréseux et argileux		
Silurien argileux		Argiles schisteuses, silteuses, micacées, avec des intercalations gréseuses ou argilo-gréseuses			

Figure 6- Colonne lithostratigraphique type du champ d'Ifeane (d'après SONATRACH, 2018a).

- Stéphanien (Ep \approx 170 m): il représenté par la série dite de « Tiguentourine ». Cette dernière est constituée d'argiles à gypse, sableuses à silteuses, avec localement des passées de grès et de calcaires dolomitiques, parfois gréseux.

2. Le Mésozoïque

Reposant en discordance sur la série paléozoïque, le Mésozoïque du champ étudié est constitué des formations de « Zarzaitine » et de « Taouratine » et dont leur épaisseur est de l'ordre de 500 m.

Zarzaitine Fm.

Attribuée au Dogger, cette formation de 300 m d'épaisseur est formée de sables blancs translucides et de fines passées d'argiles bariolées tendres à pâteuses avec des intercalations de dolomies et de grès à grains fins à moyens.

Taouratine Fm.

Cette formation dont l'âge est du Jurassique supérieur-Crétacé inférieur est constituée de 250 m de dépôts argilo-sableux admettant localement quelques bancs de calcaires, gréseux à gypses.

VI. ASPECT PETROLIER DU BASSIN D'ILLIZI

Dans ce bassin, le système pétrolier est défini par :

A. Roches mères

Les travaux antérieurs montrent que les roches mères qui génèrent les hydrocarbures sont :

- les argiles radioactives du Silurien ;
- les argiles du Dévonien moyen et supérieur.

B. Roches réservoirs

L'intervalle du Paléozoïque est constitué de plusieurs réservoirs producteurs d'hydrocarbures. Ainsi, ils peuvent être résumés comme suit (figure 7):

1. Réservoirs du Cambrien

Il se distingue par deux types de réservoirs. Ce sont généralement des grès massifs, parfois quartzitiques.

2. Réservoirs de l'Ordovicien

Les réservoirs de l'Ordovicien sont représentés par les « quartzites de Hamra » qui sont bien épais au centre et au Sud-Ouest du bassin d'Illizi.

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
		Unit A
Silurian	Unit M2	
	Unit M1	
	Silurian shales	
	Ordovician	IV
Unit IV-2		
Unit III-3		
Unit III-2		
Unit III-1		
Cambrian	Unit II	
Pre-Cambrian	Panafrican Basement	

Figure 7- La série stratigraphique type du Paléozoïque et les réservoirs associés (in ABDERAMANE, 2016).

3. Réservoirs du Silurien

Les réservoirs de cet intervalle chronologique sont présents dans l'ensemble du bassin. A titre d'exemple, dans l'Unité IV ou Gara Louki, les deux réservoirs de ladite unité sont représentés par des grès (grès de Taredert et de Mazoula).

4. Réservoirs du Dévonien

Réservoirs du Dévonien inférieur

-Réservoir F6 (Gédinien-Siégenien): il est représenté par les grès de Tabankort avec des intercalations d'argilites (Unités C1, C2 et C3). Ce réservoir est pratiquement présent sur l'ensemble du bassin à l'exception de la partie nord-occidentale où il est partiellement érodé. Dans le champ d'étude, l'épaisseur du réservoir F6-M1, augmente dans la direction du NW et diminue vers le SE.

-Réservoir F5 (Emsien) : c'est un réservoir gréseux ou grés-argileux.

-Réservoir F4 (Emsien): essentiellement gréseux, il admet vers le haut des passées d'argilites.

Notons que les deux réservoirs précités sont rattachés parfois au Dévonien moyen.

Réservoirs du Dévonien moyen

-Réservoir F3: avec une épaisseur qui peut atteindre 40 m, ce réservoir gréseux est marqué parfois par des niveaux d'argilites ou de bancs de calcaires.

Réservoirs du Dévonien supérieur

-Réservoir F2: il est formé de lentilles sableuses ou de niveaux argilo-gréseux. Ce réservoir correspond à la formation d'Illerene marquant ainsi la fin du cycle du Dévonien.

5. Réservoirs du Carbonifère

Réservoirs du Carbonifère inférieur

Ces réservoirs qui peuvent atteindre 700 m d'épaisseurs, sont subdivisés en plusieurs horizons. Il s'agit des horizons gréseux, grés-argileux ou une alternance représentée par des grès et d'argilites.

Réservoirs du Carbonifère supérieur

Ce sont des réservoirs du Namurien constitués de grès et de calcaires.

C. Roches couvertures

Il s'agit des roches couvertures suivantes :

- les argiles de l'Ordovicien ;
- les argiles de la base du Silurien ;
- les argiles du Silurien supérieur ;
- les argiles intercalées du Dévonien inférieur et du Dévonien moyen ;
- les argiles du Dévonien supérieur couvrant le réservoir F4 ;
- les argiles du Carbonifère couvrant le réservoir F2.

D. Pièges

En se basant sur la littérature de SONATRACH, nous pouvons citer en particulier, la présence de pièges de types structuraux, de types anticlinaux associés parfois aux failles, d'orientation N-S, NW-SE et WNW- ESE et de types stratigraphiques.

Deuxième chapitre : **INTERPRETATION DES SIGNAUX DIAGRAPHIQUES & CORRELATIONS ENTRE LES PUIITS**

I. INTRODUCTION

Le présent chapitre sera consacré au décryptage des données diagraphiques (Gamma-Ray et Sonic) de 14 puits répartis sur l'ensemble du champ d'Ifefane Nord (fig. 8). Une fois les faciès diagraphiques identifiés, une corrélation est établie entre les différents puits pour suivre les variations des épaisseurs des réservoirs F6-M1 et F4. A la fin, des cartes en isopaques et en isobathes seront interprétées pour comprendre l'évolution spatio-temporelle des deux réservoirs considérés.

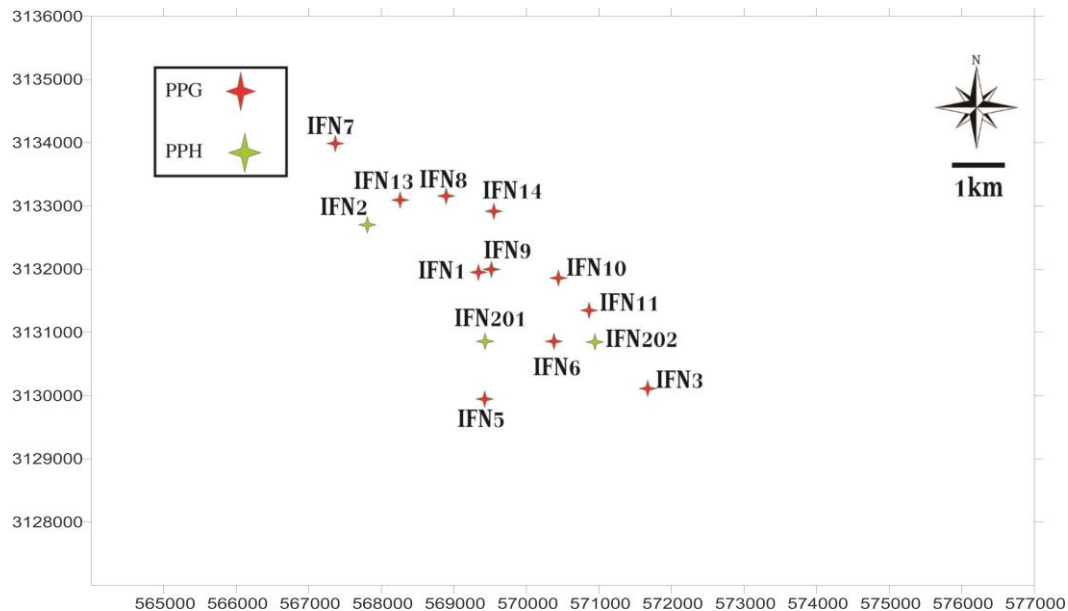


Figure 8- Emplacement des puits étudiés au niveau du champ d'Ifefane Nord.
PPG : Puits producteurs de gaz, PPH : Puits producteurs d'huile.

II. INTERPRETATION DU SIGNAL DIAGRAPHIQUE

Le décryptage des données du Gamma-Ray et du Sonic des 14 puits étudiés ont permis l'identification des faciès diagraphiques suivants :

A. Pour le réservoir F6-M1

Pour ce réservoir, les enregistrements montrent l'existence de trois principaux faciès, à savoir:

1. Faciès Diagraphique Gréseux (FDG)

Il montre des valeurs comprises entre 19 et 74 **API** pour le GR et entre 71 à 88 $\mu\text{s}/\text{ft}$ pour la DT (fig. 9).

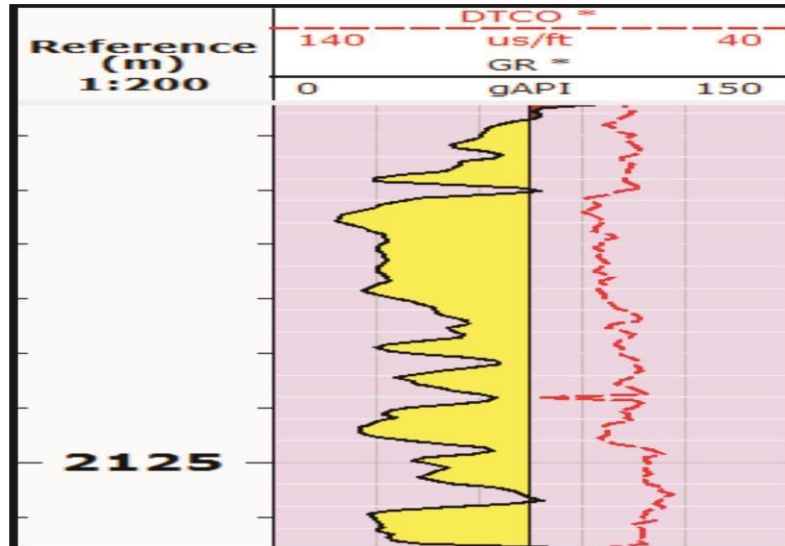


Figure 9- Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans un banc gréseux (Réservoir F6-M1).

2. Faciès Diagraphique Argilo-Gréseux (FDAG)

Ce type de faciès diagraphique représenté par une alternance de bancs de grès et d'argiles montre des valeurs de GR qui vont du 123 au 155 **API** et des valeurs de DT qui sont de l'ordre de 64 à 79 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (fig. 10).

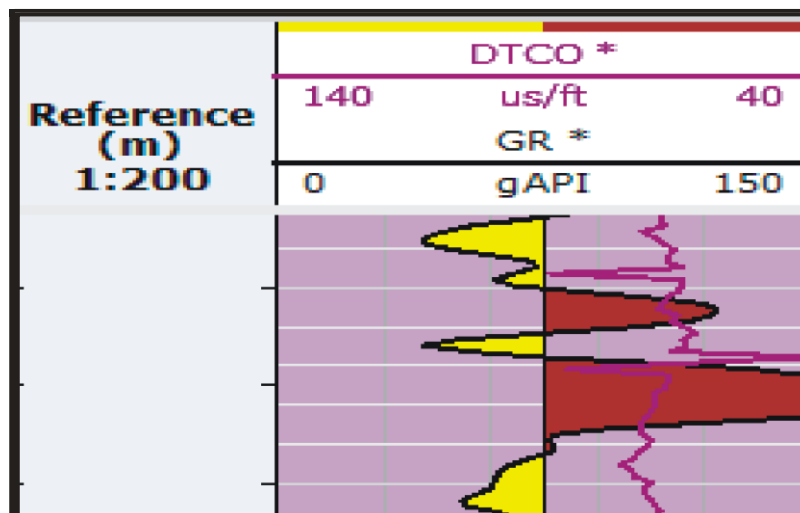


Figure 10- Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans une alternance argilo-gréseuse (Réservoir F6-M1).

3. Faciès Diagraphique Argileux (FDA)

Il est caractérisé par des valeurs de GR qui vont de 101 à 146 **API**. Celles de la DT sont de l'ordre 68 à 102 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (fig. 11).

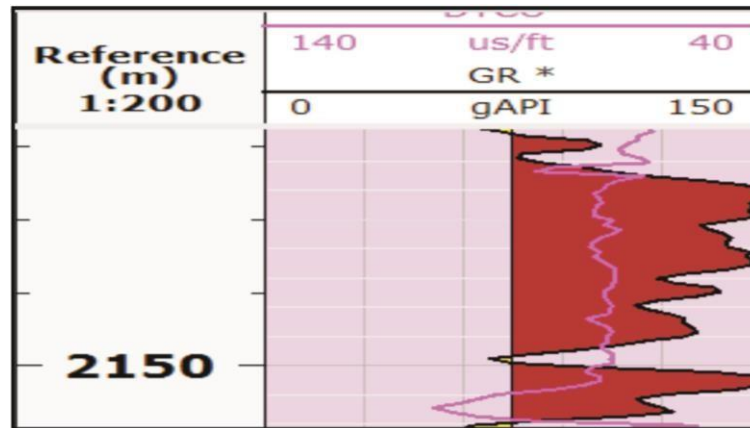


Figure 11- Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans une couche argileuse (Réservoir F6-M1)

B. Pour le réservoir F4

Les enregistrements diagraphiques montrent pratiquement les mêmes faciès, et qui sont :

1. Faciès Diagraphique Gréseux (FDG)

Il montre des valeurs de GR qui vont de 19 au 43 **API**. Pour la DT, les valeurs sont de l'ordre 70 à 112 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (fig. 12).

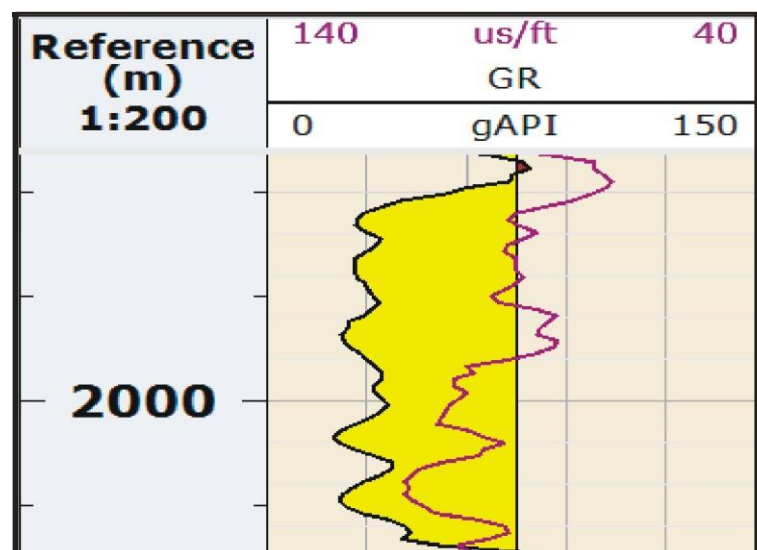


Figure 12- Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans un banc gréseux (Réservoir F4).

2. Faciès Diagraphique Argilo-Gréseux (FDAG)

C'est une alternance de bancs de grès et d'argiles montrant des valeurs de GR qui vont du 93 au 146 API et des valeurs de DT qui sont comprise entre 72 et 79 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (fig. 13).

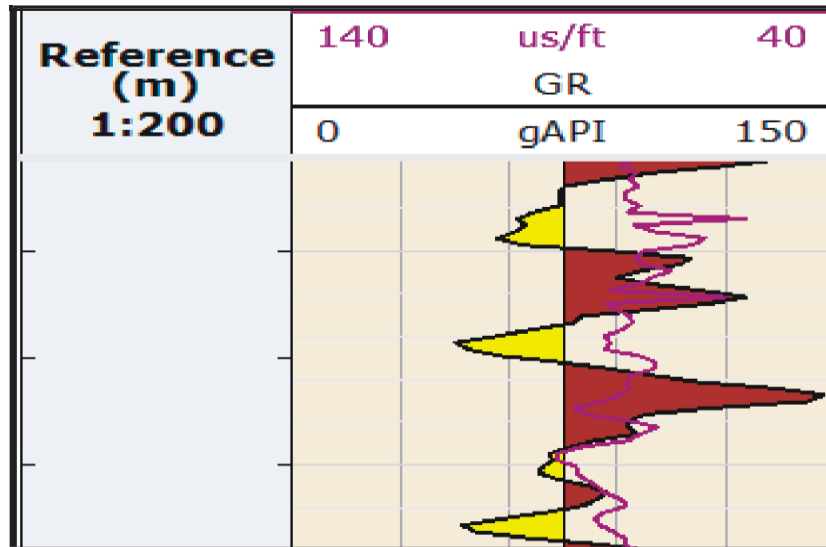


Figure 13- Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans une alternance argilo-gréseuse (Réservoir F4).

3. Faciès Diagraphique Argileux (FDA)

Il montre des valeurs comprises entre 99 et 143 API pour le GR et entre 72 à 79 $\mu\text{s}/\text{ft}$ pour la DT (fig. 14).

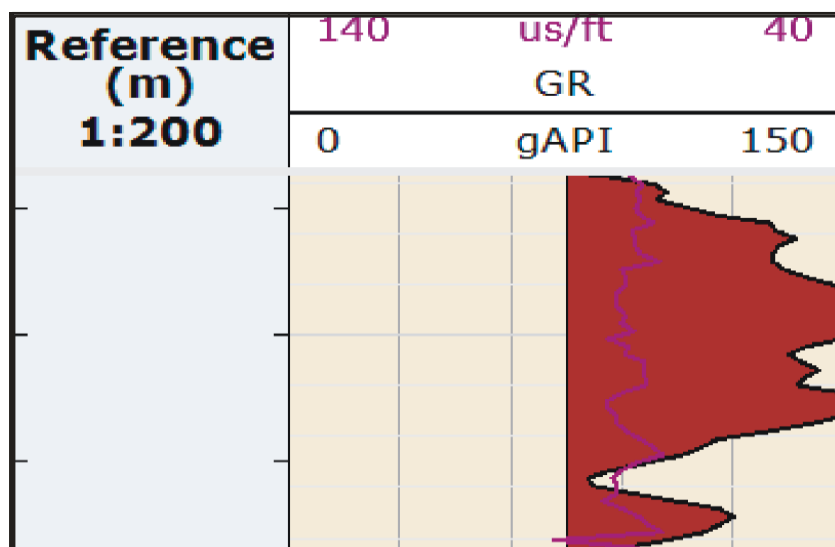


Figure 14- Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans une couche argileuse (Réservoir F4)

III. CORRELATIONS ENTRE LES PUITES

Cette corrélation réalisée à partir des deux transects, dont le premier A/A' d'orientation N-S et le second B/B' d'orientation NNW-SSE (fig. 15) a pour objectif de suivre les variations des épaisseurs des réservoirs F6-M1 (Silurien supérieur) et F4 (Dévonien moyen) d'une part et de chercher la relation entre les variations des épaisseurs et la structure géologique d'autre part.

Il est à noter que cette corrélation est réalisée sur la base d'une ligne isochrone correspondant à la limite supérieure du réservoir F4 et sur la base de deux (02) puits désignés comme puits de référence (IFN-1 et IFN-9).

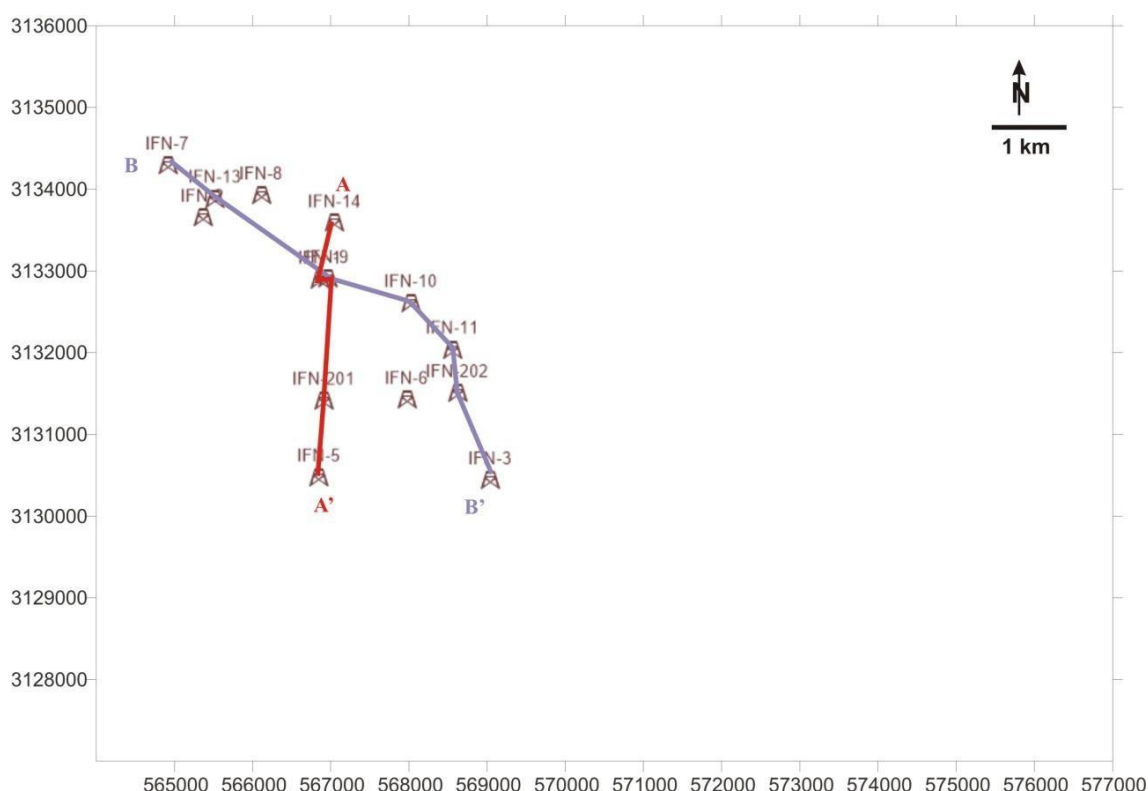


Figure 15- Orientation des deux (02) transects considérés.

A. Transect (A/A') d'orientation N-S

Ce premier transect (fig. 16) comprend 4 puits (IFN-14, IFN-1, IFN-9 et IFN-5) à production de gaz et un puits seulement (IFN-201) à production d'huile au niveau du réservoir F4. Les différentes épaisseurs relevées dans le tableau 1 montrent globalement une augmentation des épaisseurs vers le Nord (IFN-14, IFN-1, IFN-9). Ainsi, dans le réservoir F6-M1 les épaisseurs passent de 59 m à 65, 7 m. Par contre, l'augmentation est beaucoup plus importante dans le réservoir F4, en particulier dans le puits à huile (IFN-201) où l'épaisseur atteint 94 m. La diminution des épaisseurs dans le puits IFN-5, et pour les deux réservoirs (F6-M1 et F4) peut être expliquée par la structure géologique du bloc en exploitation (structure faillée).

Puits	Limites (F6-M1)		Epaisseur (m)	Limites (F4)		Epaisseur (m)
	Toit (m)	Mur (m)		Toit (m)	Mur (m)	
IFN-14	2083,003	2142,099	59,096	1944,963	2006,06	61,097
IFN-1	2068,68	2130,865	62,185	1930,06	1996,875	66,815
IFN-9	2082,849	2148,588	65,739	1946,97	2009,98	63,01
IFN-201	/	/	/	2019,944	2114,006	94,062
IFN-5	2163,366	2224,493	61,127	2025,829	2086,95	61,121

Tableau 1- Variation des épaisseurs dans les réservoirs F6-M1 et F4 selon le transect A/A'.

B. Transect (B/B') d'orientation NNW-SSE

L'interprétation des variations des épaisseurs (tabl. 2) du second transect constitué de sept (7) puits de gaz (IFN-7, IFN-13, IFN-1, IFN-9, IFN-10, IFN-11 et IFN-3) et un puits d'huile (IFN-202) montre une parfaite relation entre les variations des épaisseurs et la structure faillée du bloc en exploitation (fig. 17). Ainsi, pour le premier réservoir (F6-M1), les plus faibles épaisseurs sont enregistrées dans les puits IFN-11 (59,1 m) et IFN-3 (61 m) et les plus fortes épaisseurs dans les puits IFN-7 (68,4 m) et IFN-9 (65,7 m). En ce qui concerne le deuxième réservoir (F4), la variation des épaisseurs est beaucoup plus spectaculaire. Nous avons relevé les plus faibles épaisseurs dans les puits IFN-10 (59,9 m), IFN-13 (62 m) et IFN-7 (62,9 m) et les plus fortes épaisseurs dans les puits situés dans la partie SSE (IFN-202 = 69,9 m, IFN-11 = 71 m et IFN-3 = 86 m).

Puits	Limites (F6-M1)		Epaisseur (m)	Limites (F4)		Epaisseur (m)
	Toit (m)	Mur (m)		Toit (m)	Mur (m)	
IFN-7	2140,621	2209,042	68,421	2000,076	2063,028	62,952
IFN-13	2127,023	2189,482	62,459	1983,917	2045,919	62,002
IFN-1	2068,68	2130,865	62,185	1930,06	1996,875	66,815
IFN-9	2082,849	2148,588	65,739	1946,97	2009,98	63,01
IFN-10	2078,03	2141,655	63,625	1946,97	2006,91	59,949
IFN-11	2120,266	2179,382	59,116	1980,948	2052,033	71,085
IFN-202	/	/	/	1990,016	2060,003	69,987
IFN-3	2180,963	2241,966	61,003	2035,909	2122,002	86,093

Tableau 2- Variation des épaisseurs dans les réservoirs F6-M1 et F4 selon le transect B/B'.

En somme, et à travers les deux (02) transects de corrélation, nous remarquons clairement que les variations des épaisseurs dans les deux réservoirs (F6-M1) et (F4) sont dictées par la structure faillée du bloc. L'augmentation des épaisseurs constitue une réponse à un bloc affaissé et la diminution à un bloc surélevé.

D'autre part, les deux (02) puits producteurs d'huile (IFN-201 et IFN-202) dans la corrélation indiquent la présence des plus fortes épaisseurs du réservoir F4 et qui sont comprises entre 86 et 94 m.

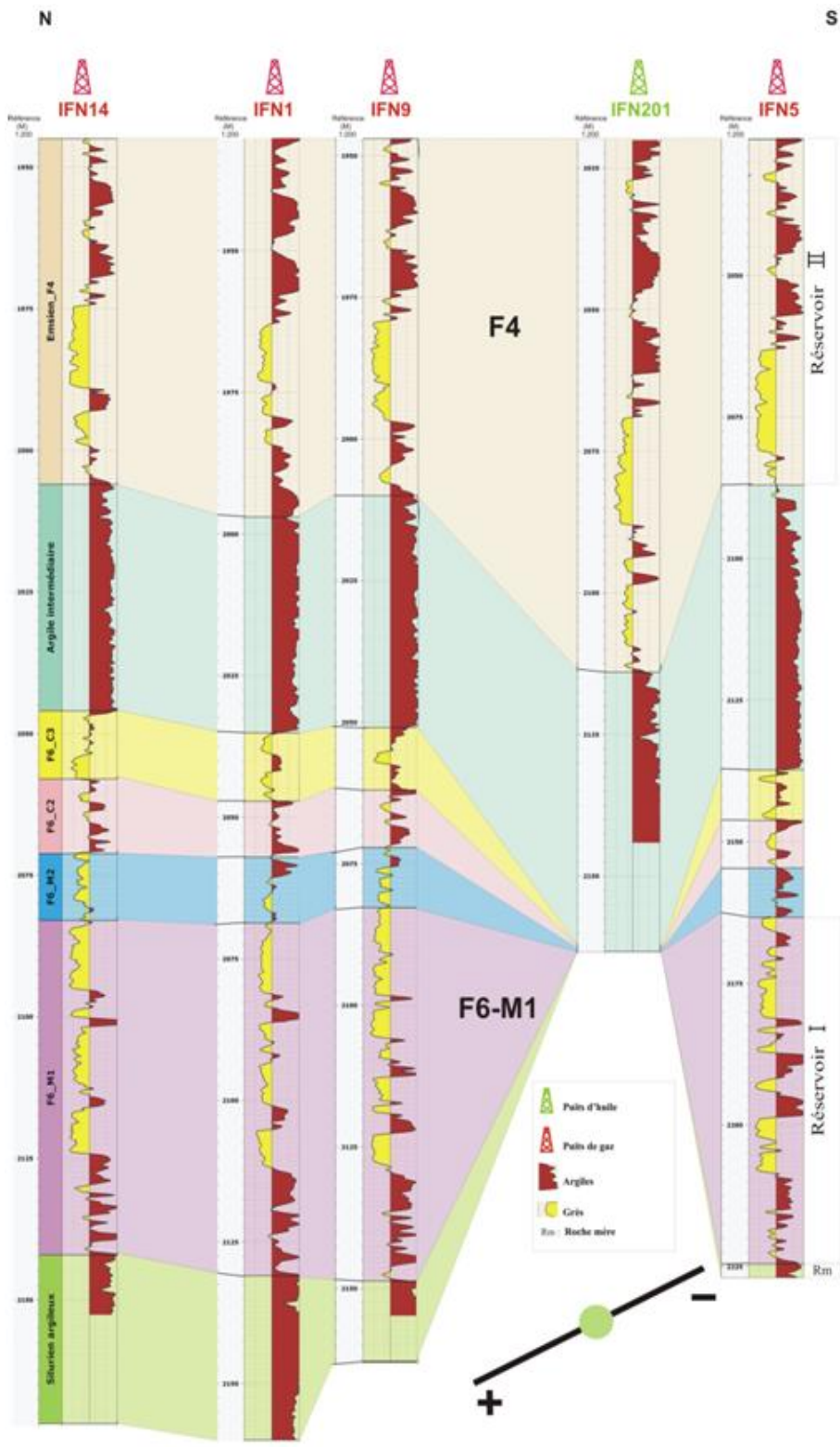


Figure 16 - Corrélation entre les différents puits selon le transect A/A'.

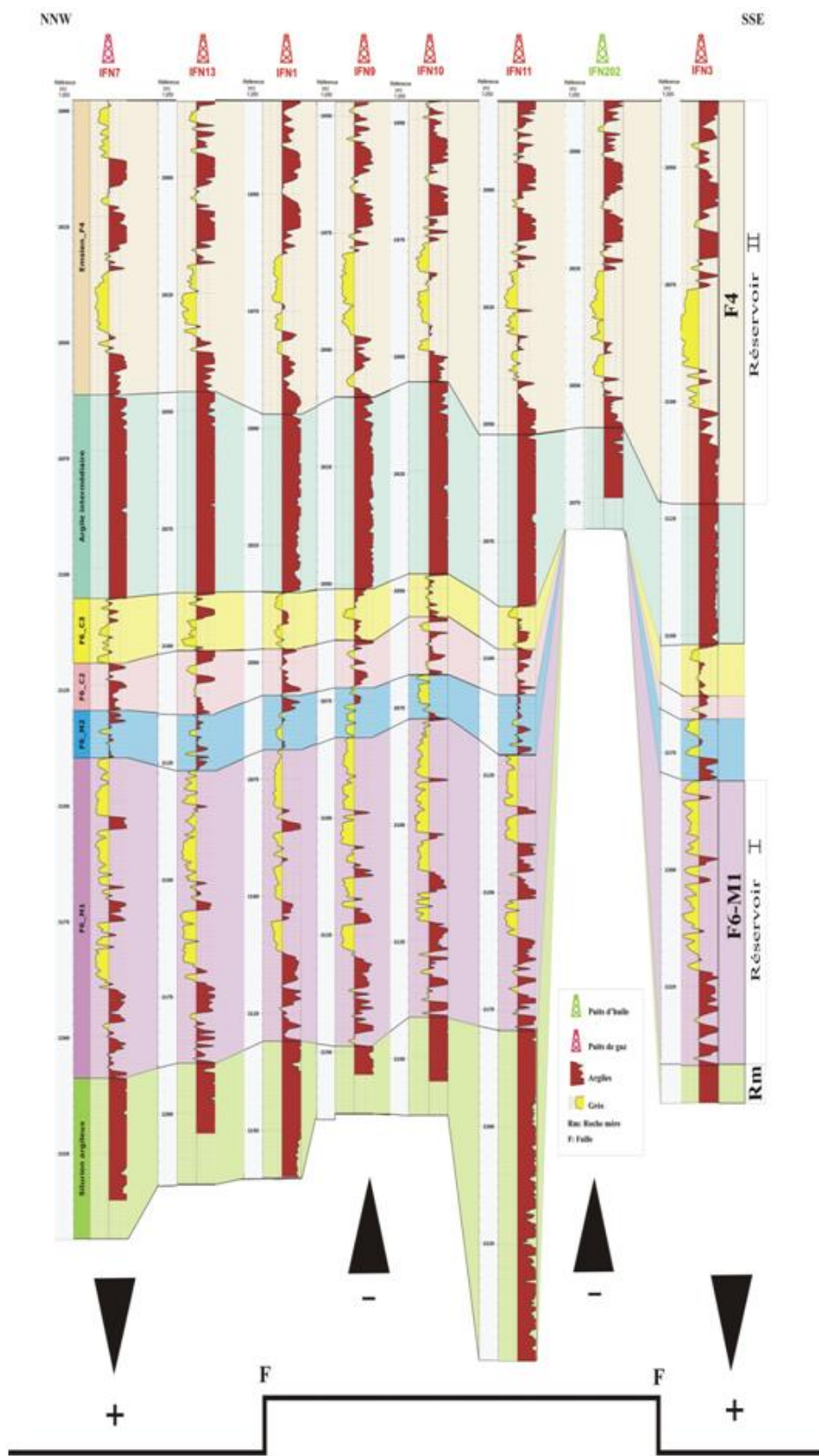


Figure 17- Corrélation entre les différents puits selon le transect B/B'.

IV. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES

Dans le but d'avoir une image plus claire sur l'évolution spatio-temporelle des réservoirs F6-M1 et F4 d'une part et sur la structure géologique du bloc exploité d'autre part, deux (02) types de cartes en isopaques et en isobathes ont été élaborées. Le premier type a été réalisé par le SURFER et comprend seulement les puits étudiés, alors que le second type réalisé par le PETREL regroupe plusieurs puits.

A. Analyse et interprétation

A. Cartes en isopaques

1. Réservoir F6-M1

La carte en isopaque élaborée pour ce premier réservoir producteur de gaz montre que les épaisseurs les importantes sont situées au NW (IFN-7 = 68,4 m). Par contre, la partie SE du bloc est représentée par des épaisseurs faibles, à l'exemple du puits IFN-11 = 59,1 m). Au milieu du bloc, les épaisseurs du réservoir F6-M1 restent variables, et ne suivent aucune polarité d'augmentation ou de diminution (fig. 18).

2. Réservoir F4

Pour ce deuxième réservoir, la carte en isopaque montre une répartition complètement différente. Ainsi, nous avons remarqué que les plus faibles épaisseurs sont situées au NW (IFN-14 = 61 m et IFN-7 = 62,9 m) et les plus fortes au milieu du bloc. Ces épaisseurs sont représentées surtout par les puits producteurs d'huile (IFN-202 = 69,9 m et IFN-201 = 94 m). Vers le SE, l'épaisseur du réservoir F4 producteur de gaz au niveau du puits IFN-3 est de l'ordre de 86 m (fig. 19).

Notons que les variations des épaisseurs enregistrées dans les deux réservoirs constituent une réponse à la tectonique locale et/ou régionale qui affecte la structure géologique du bloc d'Ifefane. Cette structure correspond à un grand anticlinal affecté par des failles de directions globalement NNE-SSW, NE-SW et NE-SW comme le montrent les cartes en isopaques réalisées par le PETREL (figs. 20 et 21).

B. Cartes en isobathes

Les cartes en isobathes des réservoirs F6-M1 et F4 réalisées par le SURFER (figs. 22 et 23) et le PETREL montrent le même schéma déjà dessiné par les cartes en isopaques. Dès lors, elles confirment l'emplacement des zones profondes situées au NW et au SW, avec un contrôle tectonique bien exprimé par les différentes failles (figs. 24 et 25).

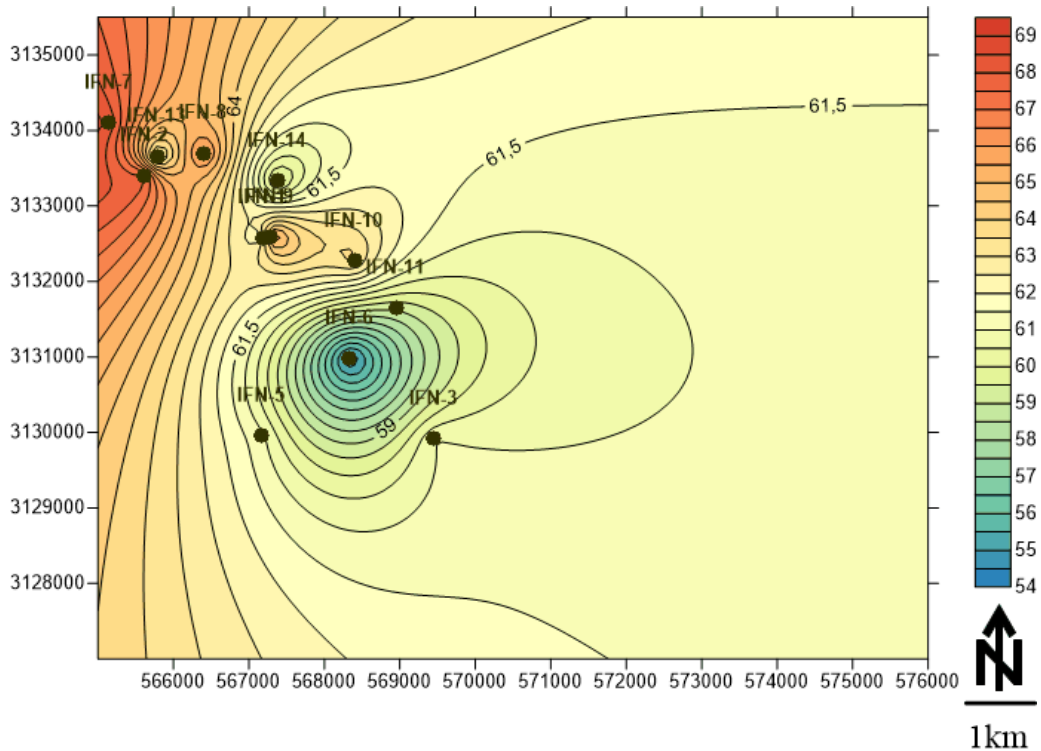


Figure 18- Carte en isopaque du réservoir F6-M1 réalisée par le logiciel SURFER.

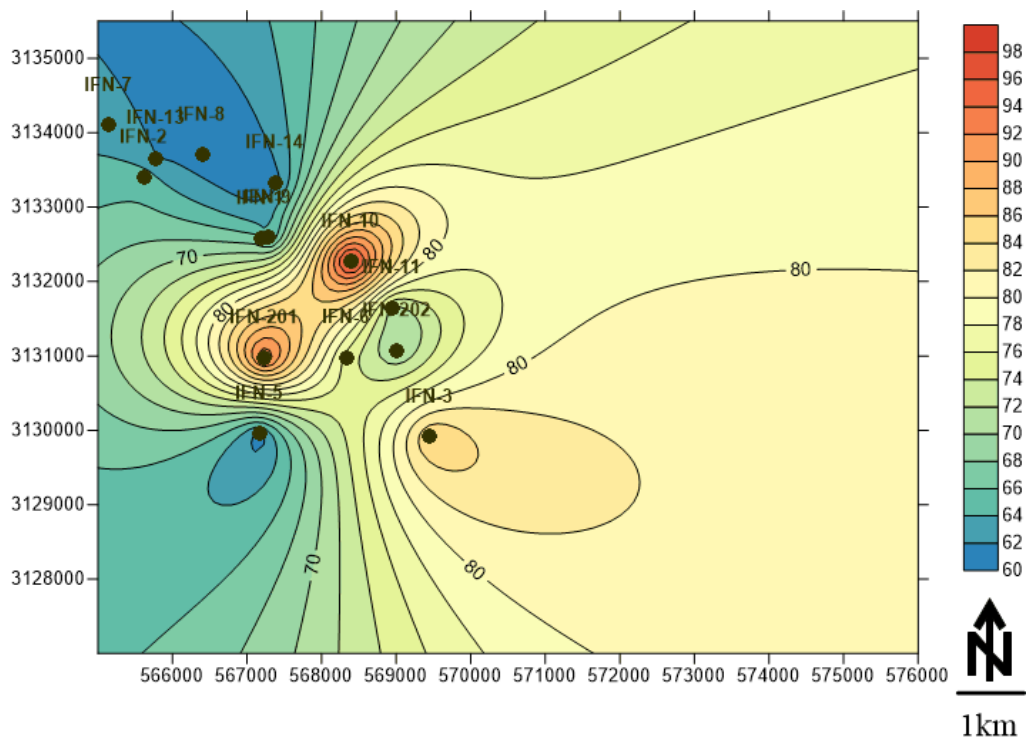


Figure 19- Carte en isopaque du réservoir F4 réalisée par le logiciel SURFER.

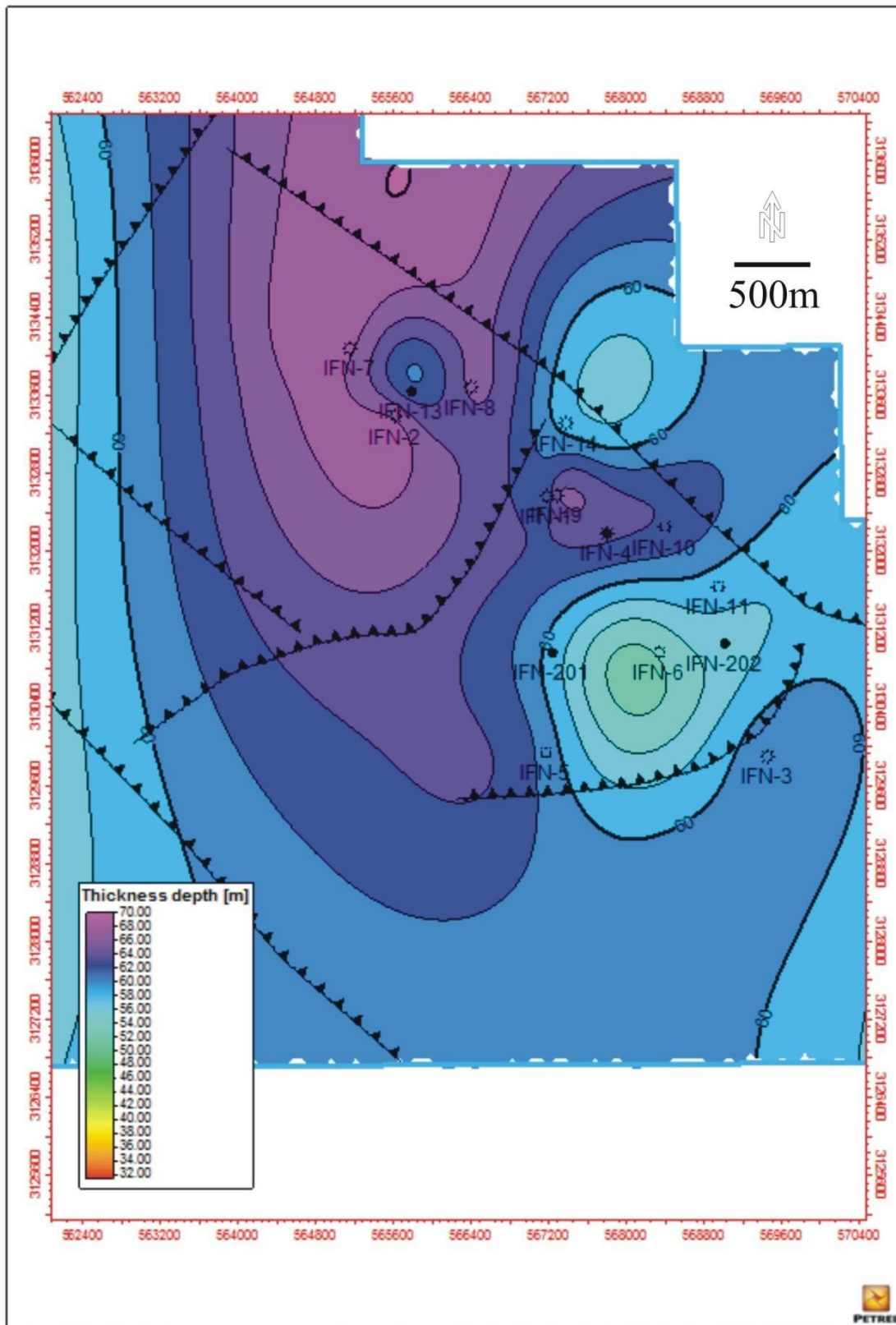


Figure 20- Carte en isopaque du réservoir F6-M1 réalisée par le logiciel PETREL.

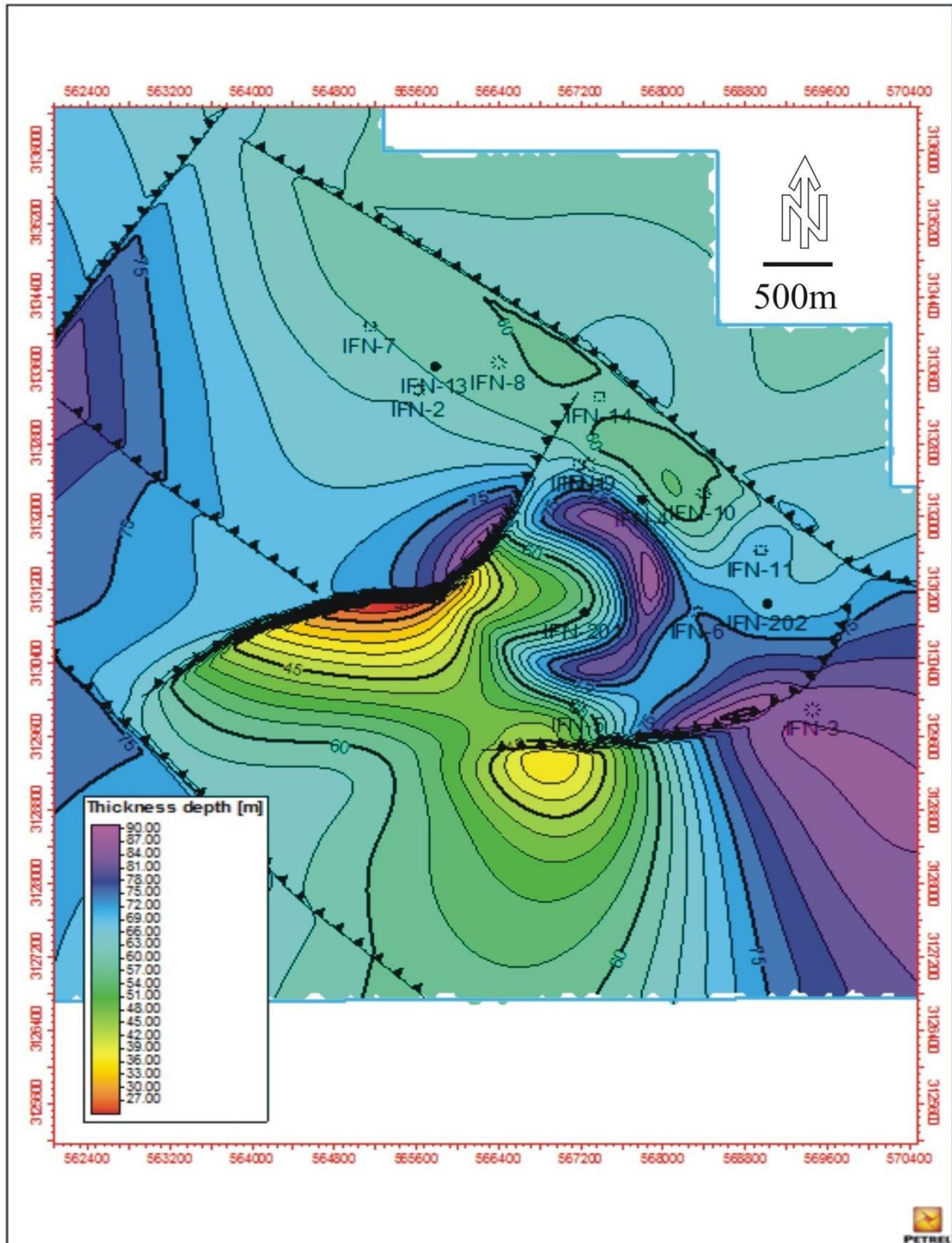


Figure 21- Carte en isopaque du réservoir F4 réalisée par le logiciel PETREL.

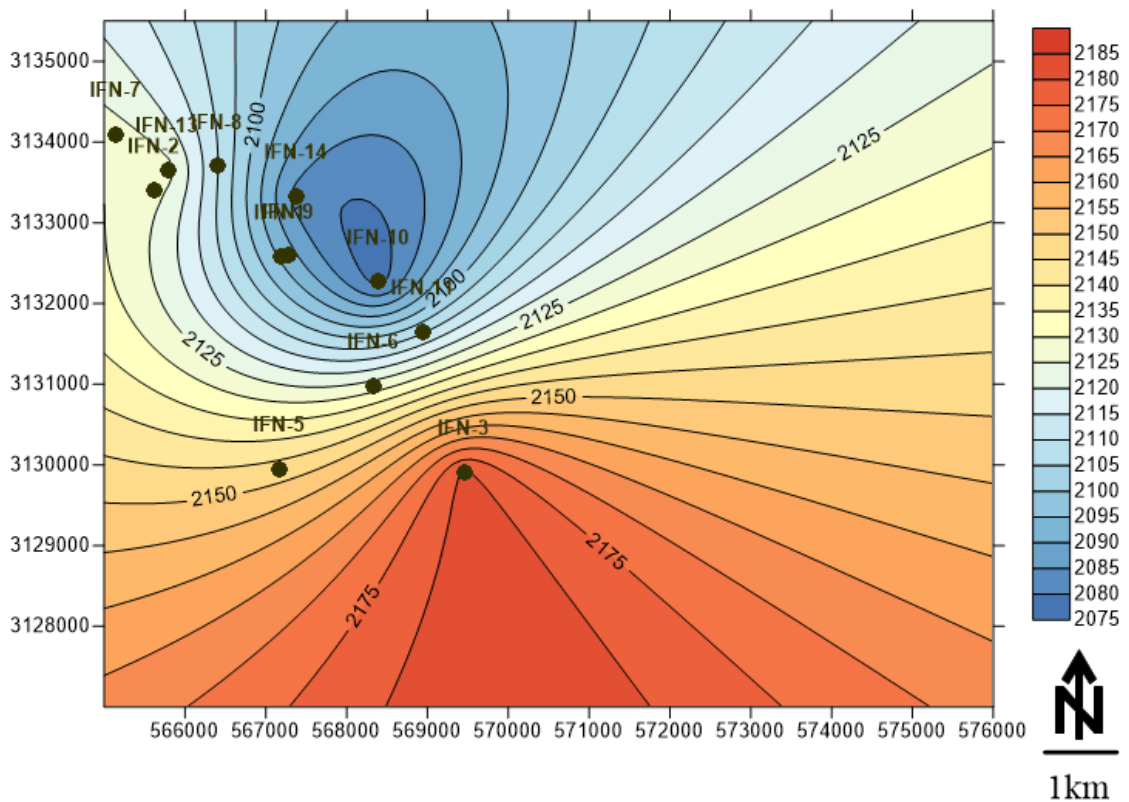


Figure 22- Carte en isobathe du réservoir F6-M1 réalisée par le logiciel SURFER.

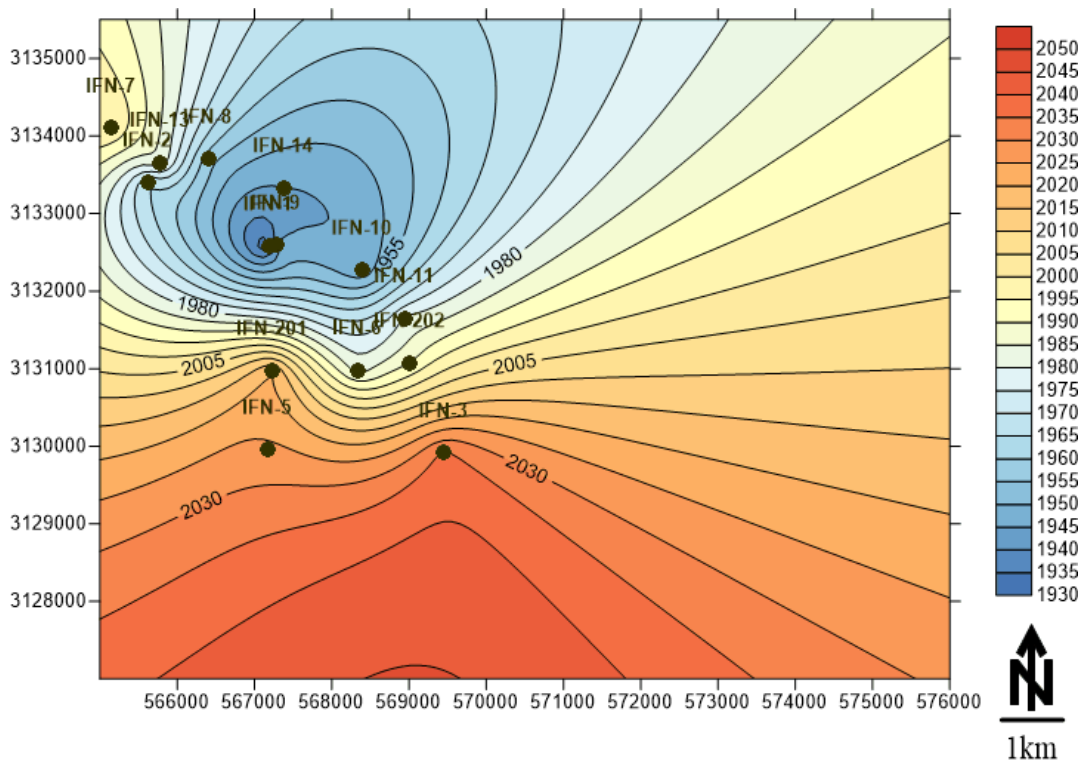


Figure 23- Carte en isobathe du réservoir F4 réalisée par le logiciel SURFER

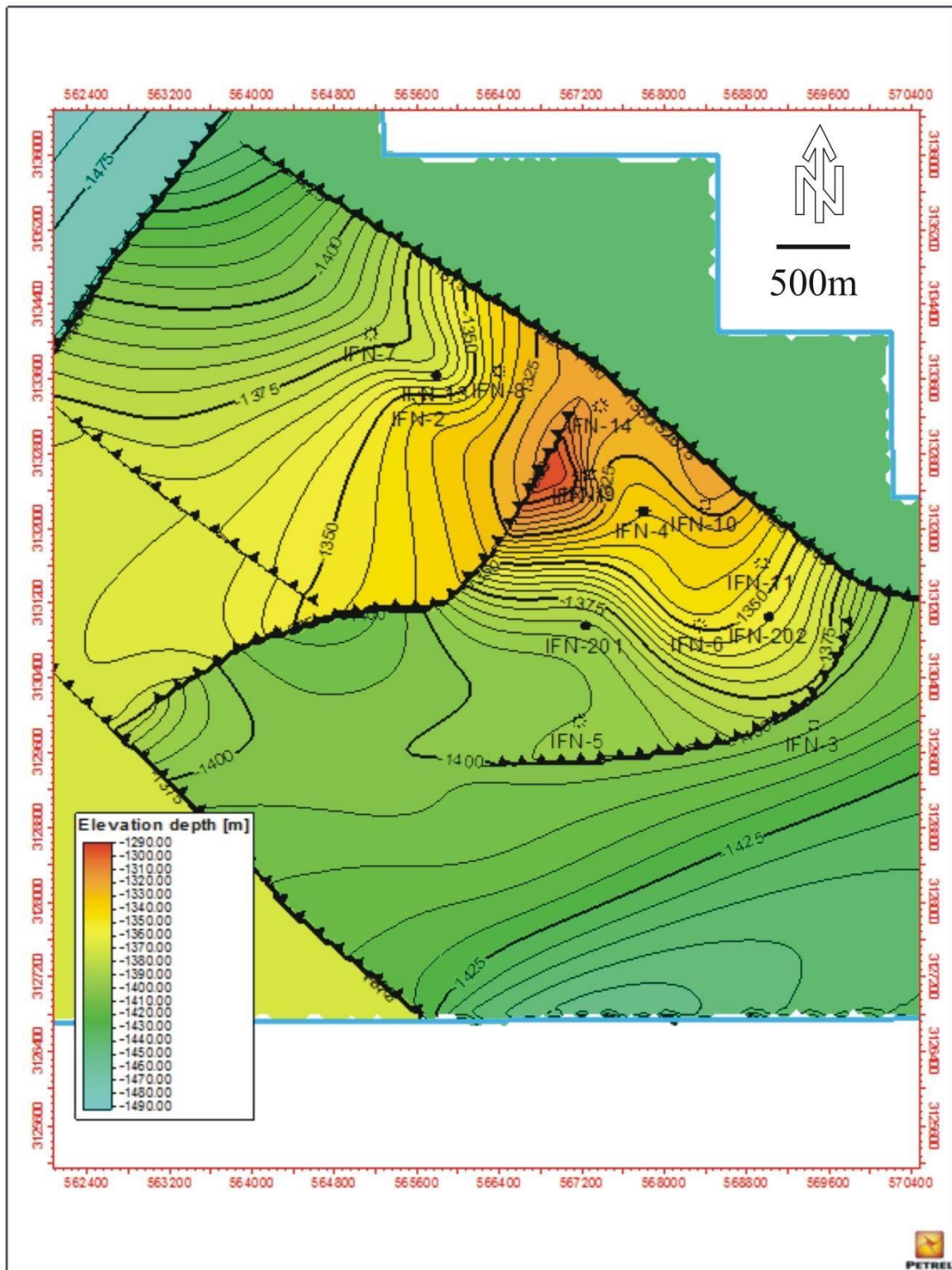


Figure 24- Carte en isobathe du réservoir F6-M1 réalisée par le logiciel PETREL.

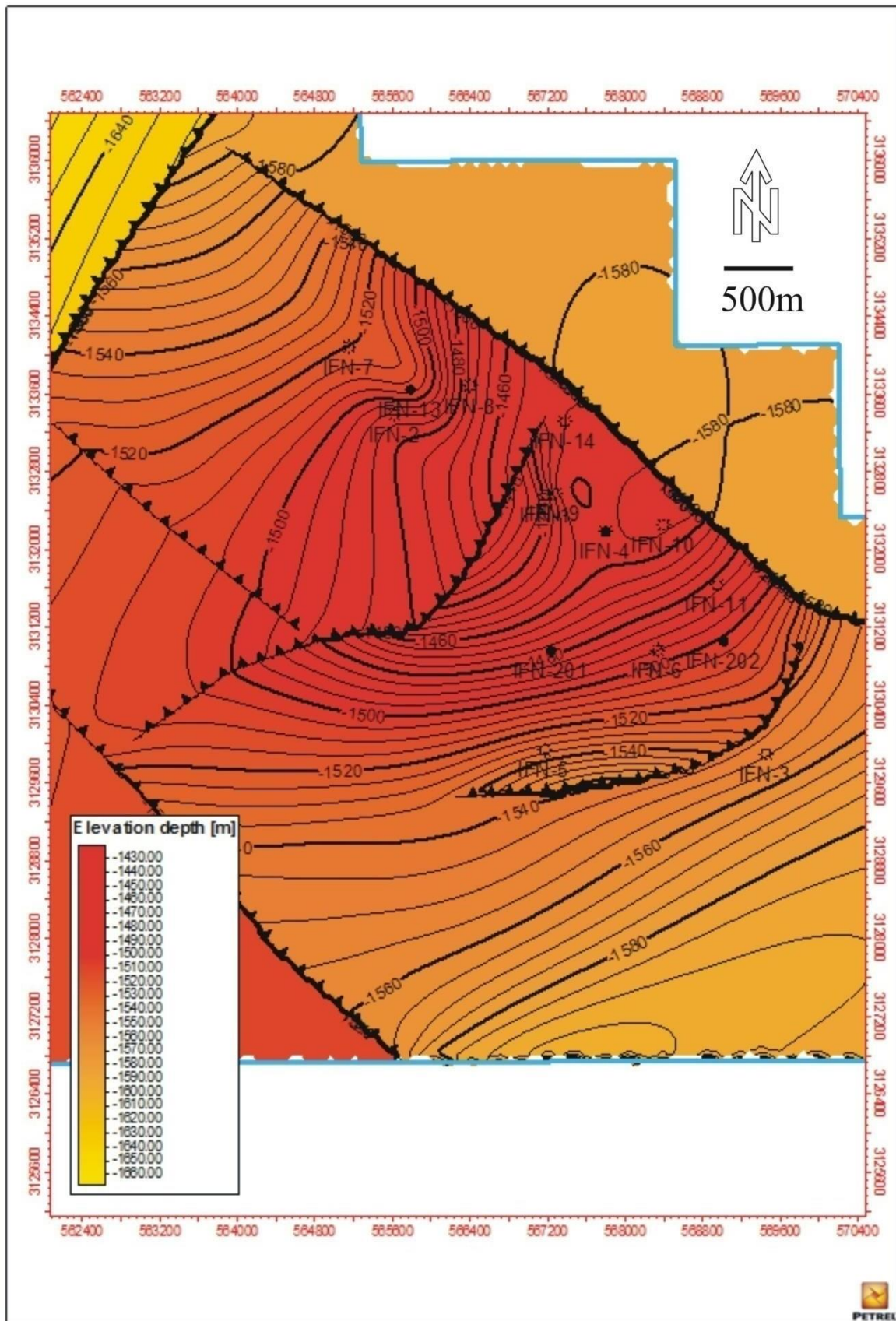


Figure 25- Carte en isobathe du réservoir F4 réalisée par le logiciel PETREL.

Troisième chapitre : **ÉTUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES**

I. INTRODUCTION

Dans ce dernier chapitre, les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs F6-M1 et F4 seront discutées ici à partir des calculs de la perméabilité, de la porosité et de l'argilosité. Les résultats ainsi obtenus sous forme de cartes en iso-valeurs vont nous permettre d'évaluer le potentiel pétrolier des puits et de proposer une zone éventuelle extension pour le boc exploité.

II. METHODOLOGIE

Les paramètres pétrophysiques de 14 puits considérés sont calculés ici à l'aide du logiciel Techlog. Ils seront par la suite utilisés comme DATA par le logiciel SURFER pour obtenir à la fin les différentes cartes en (iso-perméabilité, iso-porosité et iso-argilosité).

III. RESULTATS ET DISCUSSION

A. Réservoir F6-M1 (Silurien supérieur)

Les calculs réalisés à partir de 12 puits (tabl. 3), ont permis d'obtenir les cartes suivantes :

Puits	Perméabilité (mD)	Porosité (%)	Argilosité (%)
IFN-1	0,02	28,59	45,72
IFN-2	0,03	22,65	33,48
IFN-3	0,04	15,49	44,48
IFN-5	4,31	14,6	34,48
IFN-6	6,98	17,1	33,49
IFN-7	3,77	14,66	28,58
IFN-8	5,70	15,71	30,47
IFN-9	7,34	16,31	34,96
IFN-10	2,46	15,09	26,32
IFN-11	1,21	13,94	30,54
IFN-13	1,32	12,79	44,59
IFN-14	1,18	13,85	29,85

Tableau 3- Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir F6-M1 (Silurien supérieur) du champ d'Ifefane Nord.

1. Carte en iso-perméabilité

Cette carte montre des valeurs de perméabilité relativement faibles (0,02 à 7,34 mD). Ainsi, on observe des valeurs faibles enregistrées dans les puits IFN-1 (0,02 mD), IFN-2 (0,03 mD) et IFN-3 (0,04mD) et des valeurs plus fortes dans les puits IFN-6 (6,98 mD) et IFN-9 (7,34 mD)(fig. 26). Une telle répartition spatiale de la perméabilité ne suit aucune polarité.

2. Carte en iso-porosité

La carte en iso-porosité renferme des valeurs de porosité comprises entre 12,79 et 28,59 %. Nous observons que les puits IFN-1 et IFN-2 enregistrent les plus grandes valeurs de la porosité avec 28,59 % pour le premier et 22,65 % pour le deuxième. Les puits IFN-11, IFN-12 et IFN-13 enregistrent les plus faibles valeurs (entre 12, 79 et 13,85 %). Pour le reste des puits, la porosité est relativement peu variable (fig. 27)

3. Carte en iso-argilosité

A travers cette carte, la distribution du volume des argiles au niveau de ce réservoir montre un pourcentage moyen d'argilosité qui s'étend sur tout le champ, variant ainsi entre 29 à 45 %. Les faibles valeurs sont concentrées au Nord suivant un axe de direction NW-SE (IFN-10 = 26,32 %, IFN-7 = 28,58 et IFN-14 = 29,85 %). Par contre, les puits IFN-3 = 44, 48 %, IFN-13 = 44,59 % et IFN-1 = 45,72 %, se développent les plus fortes valeurs de l'argilosité (fig. 28).

B. Réservoir F4 (Dévonien moyen)

A la différence du réservoir précédent, les cartes pétrophysiques du réservoir F4 ont été établies à partir des données de 14 puits dont deux (02) sont producteurs d'huile (IFN-201 et IFN-202) (tabl. 4)

Puits	Perméabilité (mD)	Porosité (%)	Argilosité (%)
IFN-1	27,23	17,34	41,54
IFN-2	14,98	16,89	44,18
IFN-3	21,35	17,23	42,49
IFN-5	28,12	18,72	37,62
IFN-6	28,42	18,65	42,49
IFN-7	26,17	20,52	37,36
IFN-8	13,23	17,59	41,58
IFN-9	20,49	18,16	41,54
IFN-10	10,69	16,53	37,06
IFN-11	12,20	15,89	40,51
IFN-13	20,77	18,13	44,18
IFN-14	10,36	17,54	34,61
IFN-201	15,83	16,85	41
IFN-202	15,49	16,95	38,92

Tableau 4- Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir F4 (Dévonien moyen) du champ d'Ifefane Nord.

1. Carte en iso-perméabilité

Ce réservoir indique la même situation que le réservoir F6-M1, où la répartition spatiale des paramètres pétrophysiques est dictée par la tectonique affectant le bloc en exploitation. Dans le cas de la perméabilité par exemple, nous remarquons des valeurs plus importantes dans les puits IFN-6 = 28,42 mD , IFN-5 = 28,12 mD et IFN-1 = 27,23 mD. Les valeurs les plus faibles de la perméabilité sont situées surtout dans le NW (IFN-10 = 10,69 mD et IFN-14 = 10,36 mD) et sont représentées également par les puits à huile (IFN-202 = 15,49 mD et IFN-201 = 15,83 mD)(fig. 29).

2. Carte en iso-porosité

Pour ce réservoir, les valeurs de la porosité sont comprises entre 15,89 et 20,52 %. Elles sont relativement élevées dans les puits IFN-9= 18,16, IFN-6 = 18,65, IFN-5 = 18,72 et IFN-7= 20,52 % (fig. 30).

3. Carte en iso-argilosité

Dans cette carte, nous avons remarqué que les valeurs de l'argilosité dans le réservoir F4 sont en moyenne plus importantes et elles sont plus proches les unes des autres variant ainsi du 34 au 44 %. La répartition spatiale de ces valeurs montre globalement la même répartition enregistrée dans le réservoir F6-M1 (fig. 31).

IV. CONCLUSION

L'étude des paramètres pétrophysiques à l'exemple de la perméabilité, la porosité et l'argilosité des réservoirs F6-M1 (Silurien supérieur) et F4 (Dévonien moyen) du champ d'Ifeane Nord (Bassin d'Illizi), nous a permis de mettre en évidence les faits suivants :

-la distribution des caractéristiques pétrophysiques à travers les cartes établis ne présente aucune polarité spatiale. Elle est plutôt contrôlée par la tectonique affectant le grand anticlinal du champ d'étude ;

-l'existence d'une forte relation entre les réservoirs les plus producteurs et le potentiel pétrolier représenté ici par les puits à gaz ;

-le réservoir le plus important en matière de production de gaz est bien le réservoir F6-M1 du Silurien supérieur ;

-l'extension du bloc pour une exploration future peut se faire selon un transect vers le NE et le NW et selon la dimension de l'anticlinal.

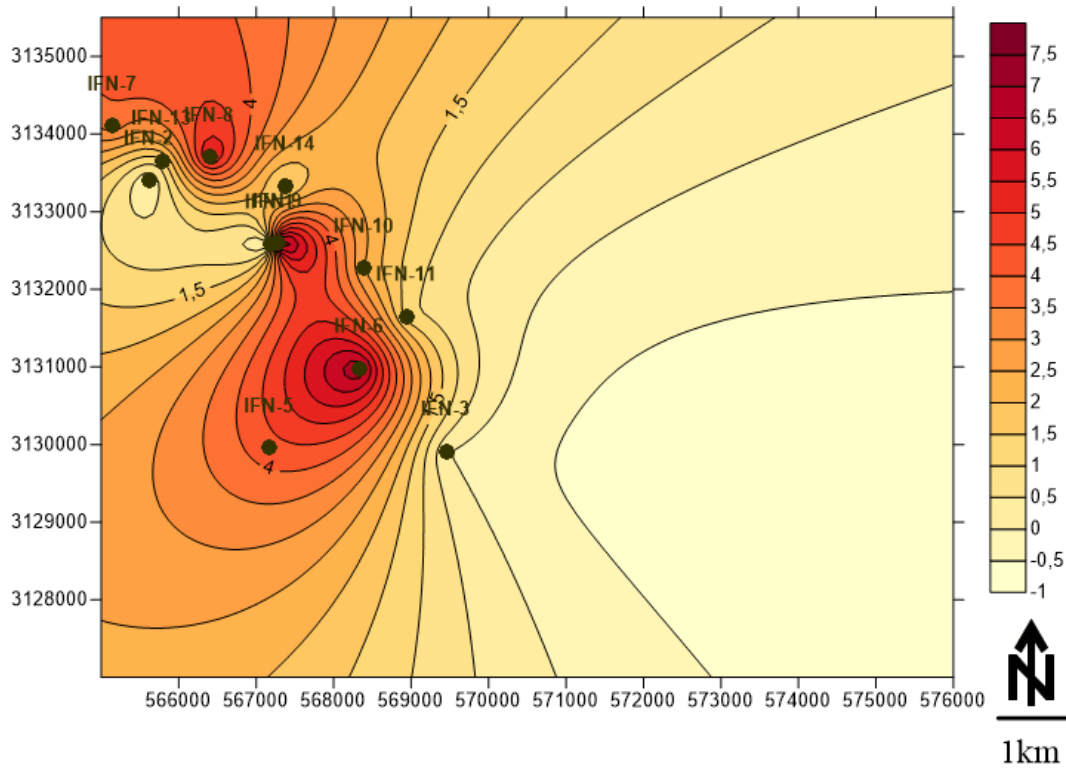


Figure 26- Carte en iso-perméabilité du réservoir F6-M1 du champ d’Ifefane Nord.

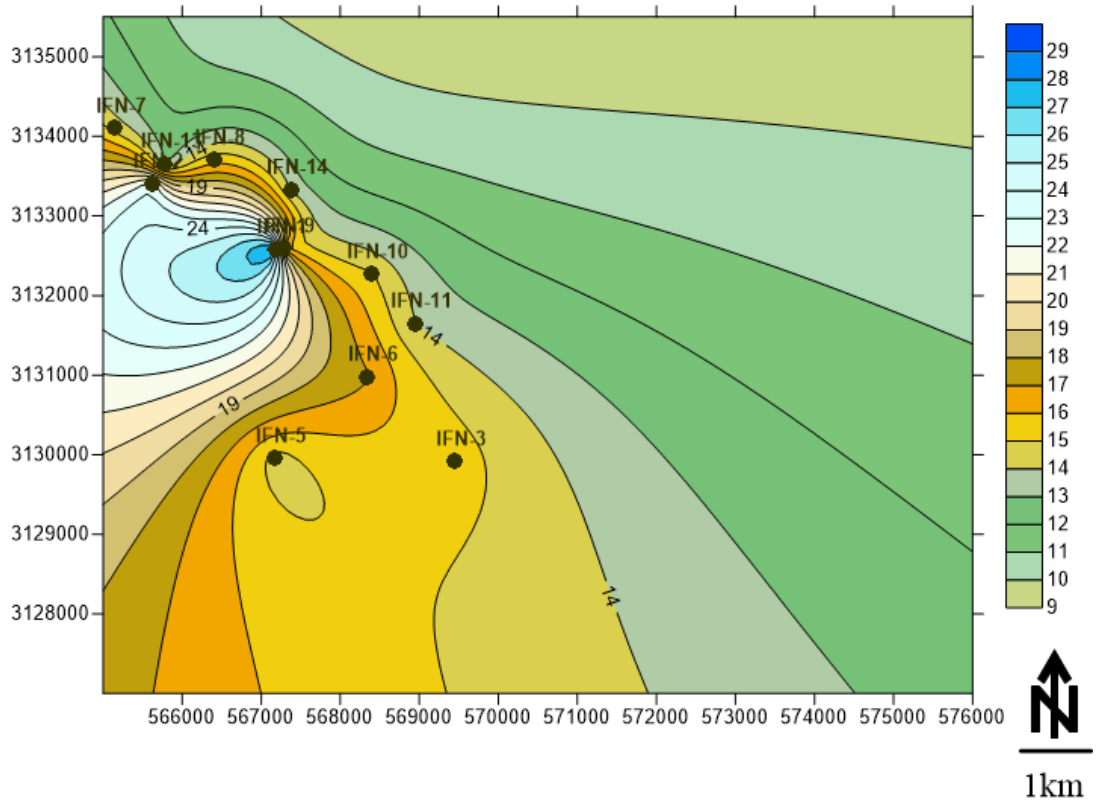


Figure 27- Carte en iso-porosité du réservoir F6-M1 du champ d’Ifefane Nord.

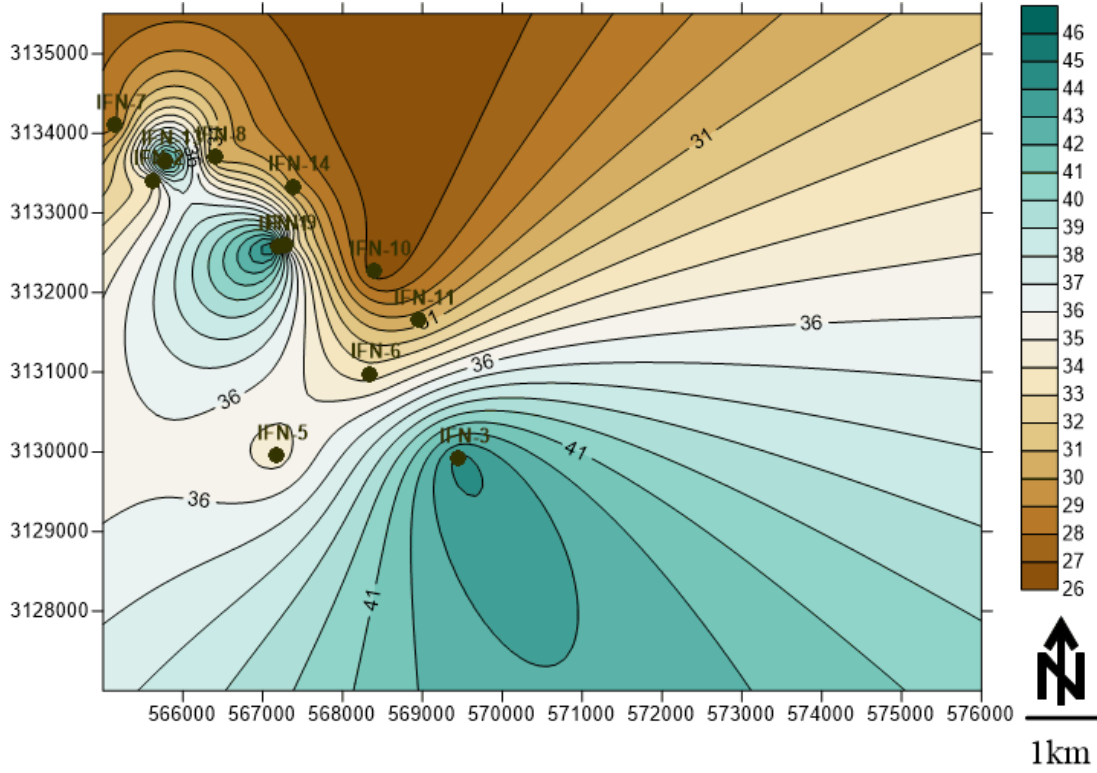


Figure 28- Carte en iso-argilosité du réservoir F6-M1 du champ d’Ifefane Nord.

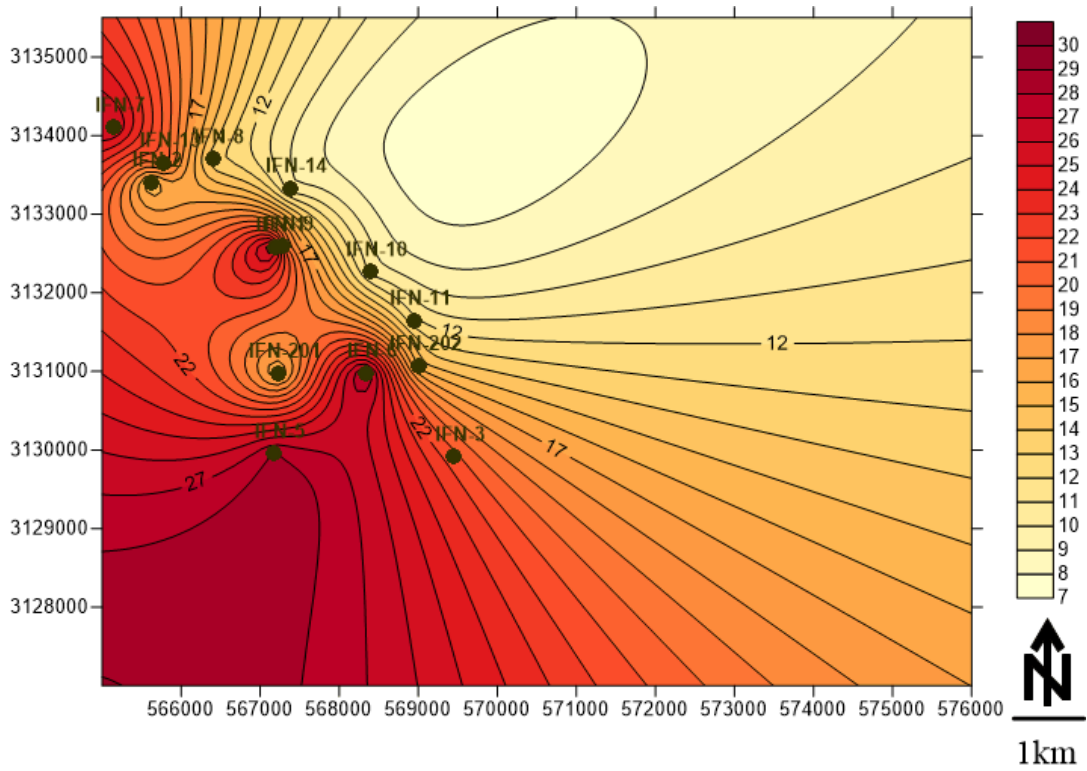


Figure 29- Carte en iso-perméabilité du réservoir F4 du champ d’Ifefane Nord.

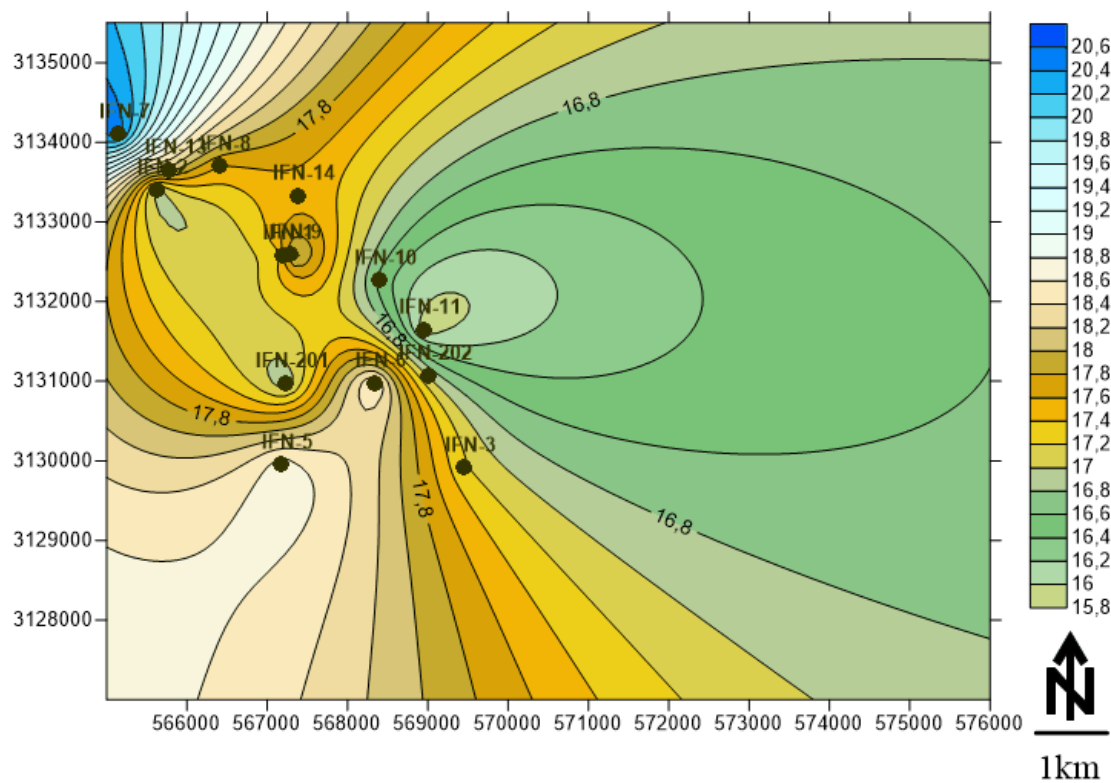


Figure 30- Carte en iso-porosité du réservoir F4 du champ d’Ifefane Nord.

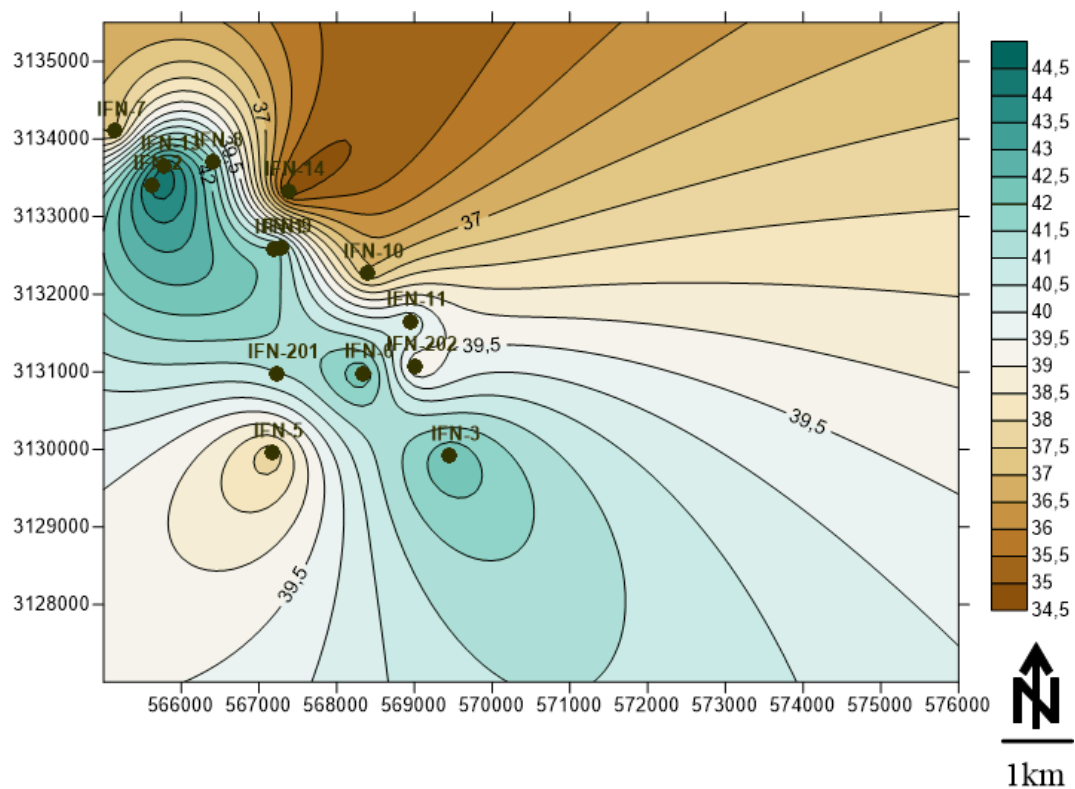


Figure 31- Carte en iso-argilosité du réservoir F4 du champ d’Ifefane Nord.

CONCLUSION GENERALE

Au terme de cette étude, nous résumons ici les principaux résultats obtenus.

-sur le plan lithologique, le décryptage de 14 log diagraphiques (Gamma-Ray et Sonic) provenant du champ d'Ifefane Nord (Bassin d'Illizi) a permis d'identifier trois (03) types de faciès caractérisant ainsi les réservoirs F6-M1 (Silurien supérieur) et F4 (Dévonien moyen). Il s'agit des Faciès Diagraphiques Gréseux (FDG), des Faciès Diagraphiques Argilo-Gréseux (FDAG) et des Faciès Diagraphiques Argileux (FDA).

-Les cartes en isopaques et en isobathes élaborées pour les deux réservoirs confirment que les variations des épaisseurs enregistrées çà et là sont contrôlées par la structure faillée du bloc exploité. La modélisation par le logiciel PETREL de ce bloc était pour nous un outil nécessaire pour placer les différentes failles.

-les caractéristiques pétrophysiques (perméabilité, porosité et l'argilosité) des deux (02) réservoirs du champ d'Ifefane Nord, évoquent une distribution spatiale contrôlée par la tectonique locale et/ou régionale. C'est bien cette distribution qui nous a permis de distinguer les puits les plus producteurs de gaz (e.g. IFN-9 ou encore IFN-11)

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ABDERAMANE M.M.** (2016)- Séquences stratigraphiques : Un outil d'exploration (exemple de quelques puits pétroliers du bassin d'Illizi). *Mémoire Master*, Univ. Tlemcen, 33 p.
- 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.
- MOREAU-BENOIT A., COQUEL R.& LATRECHE S.** (1993)- Etude palynologique du Dévonien du Bassin d'Illizi (Sahara oriental algérien). *Approche biostratigraphique. GEOBIOS*, 26, pp. 3-31.
- SONATRACH** (2006) – Document interne .
- SONATRACH** (2018a) – Document interne.
- SONATRACH** (2018b) – Document interne.
- WEC (Well Evaluation Conferences)** (2007) -Rapport inédit.

LISTE DES FIGURES

Figure 1	Situation géographique et limites du bassin d'Illizi	8
Figure 2	Esquisse structurale schématique de la synclise Est-algérien (d'après SONATRACH, 2018a)	9
Figure 3	L'emplacement du bassin d'Illizi à l'échelle de la plate-forme saharienne (<i>in</i> BOUDJEMA, 1987 ; modifiée).....	10
Figure 4	La série stratigraphique type du bassin d'Illizi (d'après SONATRACH, 2006).....	13
Figure 5	Situation du champ d'étude Situation du champ d'étude (d'après SONATRACH, 2018b).....	14
Figure 6	Colonne lithostratigraphique type du champ d'Ifefane (d'après SONATRACH, 2018a).....	16
Figure 7	La série stratigraphique type du Paléozoïque et les réservoirs associés (<i>in</i> ABDERAMANE, 2016).....	18
Figure 8	Emplacement des puits étudiés au niveau du champ d'Ifefane Nord.....	20
Figure 9	Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans un banc gréseux (Réservoir F6-M1).....	21
Figure 10	Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans une alternance argilo-gréseuse (Réservoir F6-M1).....	21
Figure 11	Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans une couche argileuse (Réservoir F6-M1).....	22
Figure 12	Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans un banc gréseux (Réservoir F4).....	22
Figure 13	Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans une alternance argilo-gréseuse (Réservoir F4).....	23
Figure 14	Réponse des jeux diagraphiques (GR-DT) dans une couche argileuse (Réservoir F4).....	23
Figure 15	Orientation des deux (02) transects considérés	24
Figure 16	Corrélation entre les différents puits selon le transect A/A'	26
Figure 17	Corrélation entre les différents puits selon le transect B/B'	27
Figure 18	Carte en isopaque du réservoir F6-M1 réalisée par le logiciel SURFER	29
Figure 19	Carte en isopaque du réservoir F4 réalisée par le logiciel SURFER ...	29
Figure 20	Carte en isopaque du réservoir F6-M1 réalisée par le logiciel PETREL	30
Figure 21	Carte en isopaque du réservoir F4 réalisée par le logiciel PETREL	31
Figure 22	Carte en isobathe du réservoir F6-M1 réalisée par le logiciel SURFER	32
Figure 23	Carte en isobathe du réservoir F4 réalisée par le logiciel SURFER	32
Figure 24	Carte en isobathe du réservoir F6-M1 réalisée par le logiciel PETREL	33
Figure 25	Carte en isobathe du réservoir F4 réalisée par le logiciel PETREL	34
Figure 26	Carte en iso-perméabilité du réservoir F6-M1 du champ d'Ifefane Nord	38
Figure 27	Carte en iso-porosité du réservoir F6-M1 du champ d'Ifefane Nord ...	38

Figure 28	Carte en iso-argilosité du réservoir F6-M1 du champ d'Ifefane Nord ..	39
Figure 29	Carte en iso-perméabilité du réservoir F4 du champ d'Ifefane Nord ...	39
Figure 30	Carte en iso-porosité du réservoir F4 du champ d'Ifefane Nord	40
Figure 31	Carte en iso-argilosité du réservoir F4 du champ d'Ifefane Nord	40

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Variation des épaisseurs dans les réservoirs F6-M1 et F4 selon le transect A/A	25
Tableau 2	Variation des épaisseurs dans les réservoirs F6-M1 et F4 selon le transect B/B'	25
Tableau 3	Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir F6-M1 (Silurien supérieur) du champ d'Ifefane Nord	35
Tableau 4	Valeurs des paramètres pétrophysiques calculées pour le réservoir F4 (Dévonien moyen) du champ d'Ifefane Nord	36

MEMOIRE DE MASTER

Type de Master : Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géo-Ressources

Titre du mémoire : Etude pétrophysique et modélisation du réservoir attribué au Silurien supérieur-Dévonien moyen (Champ d'Iffefane, bassin d'Illizi)

Auteur : Asmaa KIHHEL

Résumé

Dans le présent travail, une étude est réalisée sur les réservoirs F6-M1 (Silurien supérieur) et F4 (Dévonien moyen) du champ d'Iffefane Nord (Bassin d'Illizi). Ainsi, les données diagraphiques (Gamma-Ray et Sonic) provenant de quatorze (14) puits, nous ont permis d'identifier trois types de faciès essentiellement détritiques. Il s'agit des faciès gréseux (FDG), argileux (FDA) et argilo-gréseux (FDAG).

Par ailleurs, les corrélations effectuées entre les puits d'une part et l'élaboration des cartes en isopaques et en

isobathes d'autre part montrent l'existence d'une parfaite relation entre les variations des épaisseurs et la structure géologique du bloc exploité. Cette structure correspond fort bien à un anticlinal faillé.

Enfin, la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques à travers les trois (03) types de cartes (iso-perméabilité, iso-porosité et iso-argilosité) évoque l'existence d'une forte relation entre les réservoirs les plus producteurs et le potentiel pétrolier représenté ici par les puits à gaz.

Mots-clés : Champ d'Iffefane, Bassin d'Illizi, Silurien supérieur, Dévonien moyen, Diagraphie, Isopaques, Isobathes, Paramètres pétrophysiques.