

N° d'ordre : 09/DSTU/2023



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

Mustapha DERROUICHE

MODELISATION D'UN RESERVOIR D'AGE ORDOVICIEN DU CHAMP DE HASSI TERFA (HASSI MESSAOUD).

Soutenu le 02 juillet 2023 devant les membres du jury :

Abbas MAROK, Professeur, Univ. Tlemcen
Kamar Eddine BENSEFIA, MC (B), Univ. Tlemcen
Choukri SOULIMANE, MC (A), Univ. Tlemcen
Samia GUETTAFI, Ingénieur, SONATRACH

Président
Encadreur
Examineur
Invité

DEDICACES

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail à ceux où quel que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère à :

La femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureux, mon adorable mère.

Mon cher père, à qui je dois ma réussite dans ma vie et qui a été une source d'inspiration et de passion pour mon développement et ma réussite. Merci pour tout.

Mes frères Zouaoui, Mohamed, Omar, Abou Bakr Essedik, qui m'ont soutenu tout au long de mon parcours universitaire.

Mes deux chères sœurs qui étaient dans le même rôle que ma mère pour m'encourager et me pousser vers la réussite et leurs maris. Aux enfants de la maison : Youcef, Amir, Lamia, Yasser, Youssra, Omar, Sohaib, Amine, Keltoume, Bouchra.

A la mémoire de ma grande mère, que Dieu ait pitié de son âme. Elle qui n'a pas eu la vie longue pour voir cette graduation. Mais elle était tout pour moi dans ma vie.

A mes oncles et mes tantes. Mon oncle Abderrahmane sans oublié mes chers amis et collègues qui ont encouragé tout au long de la préparation de ce travail.

Mustapha DERROUCHE

TABLE DES MATIERES

	Pages
AVANT-PROPOS	6
RESUME	7
ABSTRACT	8
<hr/>	
<i>Premier Chapitre : GENERALITES</i>	
I. INTRODUCTION	9
II. OBJECTIFS	9
III. CADRE GEOGRAPHIQUE	9
A. Cadre géographique régional	9
B. Cadre géographique local	10
IV. CADRE GEOLOGIQUE	11
A. Cadre géologique régional	11
1. Au plan stratigraphique	11
1.1. Le Paléozoïque	12
1.1.1. Cambrien	12
1.1.2. L'Ordovicien	12
1.2. Le Mésozoïque	12
1.2.1. Le Trias	12
1.2.2. Le Jurassique	13
1.2.3. Le Crétacé	14
1.3. Le Cénozoïque	14
2. Au plan Structural	14
B. Cadre géologique local	14
1. Au plan stratigraphique	14
1.1. Le Paléozoïque	15
1.2. Le Mésozoïque	15
1.3. Le Cénozoïque	15
2. Au plan structural	16
V. METHODOLOGIE	17
A. Acquisition des données	17
B. Traitement des données	17
C. Modélisation des données	17
1. Méthodes basées sur les pixels : Indicateur et simulation gaussienne	18

Deuxième chapitre : CARACTERISATION DU RESERVOIR

I. INTRODUCTION	19
II. CORRELATIONS	19
A. Transect Nord-Sud	19
B. Transect Est- Ouest	19
III. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES	23
A. Carte en isobathes au toit des Quartzites El Hamra	23
B. Carte en isopaques au niveau des Quartzites El Hamra	23
IV. ETUDE PETROPHYSIQUE	23
A. Cartes en iso-porosité	23
1. Niveau QH1 du réservoir	24
2. Niveau QH2 du réservoir	24
3. Niveau QH3 du réservoir	24
4. Niveau QH4 du réservoir	25
5. Niveau QH5 du réservoir	25
6. Niveau QH6 du réservoir	25
B. Cartes en iso-perméabilité	29
1. Niveau QH1 du réservoir	29
2. Niveau QH2 du réservoir	29
3. Niveau QH3 du réservoir	29
4. Niveau QH4 du réservoir	29
5. Niveau QH5 du réservoir	29
6. Niveau QH6 du réservoir	29
C. Cartes en iso-saturation en eau	33
1. Niveau QH1 du réservoir	33
2. Niveau QH2 du réservoir	33
3. Niveau QH3 du réservoir	33
4. Niveau QH4 du réservoir	34
5. Niveau QH5 du réservoir	34
6. Niveau QH6 du réservoir	34
V. CONCLUSION	38

Troisième chapitre : **ESSAI DE MODELISATION DU RESERVOIR**

I. INTRODUCTION	39
II. DIFFERENTES ETAPES DE LA MODELISATION	39
III. ELABORATION DES MODELES	40
A. Modèle structural du réservoir	41
B. Modélisation des propriétés pétrophysiques	43
2.1. Modèle d'iso-porosité	43
2.2. Modèle d'iso-perméabilité	43
2.3. Modèle d'iso saturation	44
IV. CONCLUSION	45
CONCLUSION GENERALE	46
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	47
LISTE DES FIGURES	48
LISTE DES TABLEAUX	50

AVANT-PROPOS

AVANT-PROPOS

Je voudrais remercier tout d'abord, Allah, de m'avoir donné la force pour accomplir la rédaction de ce travail.

Je voudrais dans un premier temps remercier, mon encadreur, Monsieur **Kamar Eddine BENSEFIA**, Maître de conférences classe (B), pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion et finaliser ce mémoire.

Madame **Samia GUETTAFI**, Chef service de Direction Laboratoires et Carothèque centrale à la SONATRACH d'avoir joué le rôle de tuteur professionnel tout au long de mon stage, et de me profiter de son expérience dans le domaine pétrolier.

Monsieur **Abbas MAROK**, Professeur des Universités, qui nous a fait l'honneur de présider ce jury. Je le remercie d'avoir pris en charge les stages de mise en situation professionnelle et de nous avoir profité de son savoir.

Monsieur **Choukri SOULIMANE**, Maître de conférences Classe (A), qui a accepté d'examiner ce modeste travail, je le remercie également d'être à la disposition de tous les étudiants en matière de conseils, et éclaircissement lors de la rédaction du présent manuscrit.

Monsieur **Mustapha BENADLA**, je le remercie pour m'avoir aidé au début jusqu'à la fin de ce travail et pour sa disponibilité.

Mes remerciements les plus chaleureuses aux membres de la Direction des Laboratoires et Carothèque centrale à la Sonatrach à Hassi Messaoud ainsi que le Chef de Département Madame **Saliha NECIB**.

Mes Remerciements aux membres De Division de Production DP SONATRACH à Hassi Messaoud : **Salah BELAHMEUR, Bachir HIC HOUR, Mohamed MEGUEDAD, Mohamed DINE, Soumia LEBCHAK**, avec eux j'ai appris beaucoup dans le domaine de la modélisation par *Petrel*, qu'ils trouvent ici mon immense gratitude.

Je remercie également toute l'équipe pédagogique du Master professionnel. Option : Géo-ressources ainsi que tous mes collègues de la promotion 2022-2023 de m'avoir aidé et encouragé.

RESUME

Faisant partie de la plate-forme saharienne, le champ de Hassi Terfa, localisé au Sud du bassin de Hassi Messaoud montre un potentiel pétrolier important au niveau de la formation des Quartzites El Hamra d'âge ordovicien. Ledit champ fera l'objet ici d'une étude basée sur les corrélations lithostratigraphiques et l'élaboration d'un modèle structural et un autre sur les caractéristiques pétrophysiques.

Ainsi, à partir des données de cinquante-neuf (59) puits et l'utilisation du logiciel *Petrel*, le model structural proposé montre une densité des fractures subverticales recoupées par d'autres subhorizontales. Elles sont localisées dans la partie centrale du champ. Par ailleurs, les corrélations réalisées montrent à partir de deux transects que le réservoir présente une légère augmentation des épaisseurs contrôlées par la tectonique locale et/ou régionale.

En outre, le model pétrophysique basé sur la réalisation de plusieurs cartes en iso-porosité, iso-perméabilité et iso-saturation en eau montrent une parfaite relation avec le modèle structural. En d'autres termes, la zone la plus fracturée du champ (partie centrale) présente des valeurs importantes en porosité et perméabilité et des valeurs faibles en saturation en eau. Quant aux zones moins fracturées, les valeurs sont faibles en porosité et en perméabilité contrairement à la saturation en eau qui montre des valeurs importantes.

Enfin, nous constatons que la partie centrale du champ de Hassi Terfa est la plus productrice en matière d'autre exploration et exploitation pétrolière.

Mots clés : Champ ; Hassi Terfa ; Quartzites ; Model structural ; Corrélations ; Model pétrophysique ; Porosité ; Perméabilité ; Saturation en eau.

ABSTRACT

ABSTRACT

As part of the Saharan platform, the Hassi Terfa field, located south of the Hassi Messaoud basin, shows significant oil potential in the formation of El Hamra Quartzites of Ordovician age. This field will be the subject here of a study based on lithostratigraphic correlations and the development of a structural model and another on the petrophysical characteristics.

Thus, based on data from fifty-nine (59) wells and the use of Petrel software, the proposed structural model shows a density of subvertical fractures intersected by other subhorizontal ones. They are located in the central part of the field. Furthermore, the correlations carried out show from two transects that the reservoir presents a slight increase in thickness controlled by local and/or regional tectonics.

In addition, the petrophysical model based on the production of several maps in iso-porosity, iso-permeability and iso-saturation in water show a perfect relationship with the structural model. In other words, the most fractured zone of the field (central part) presents high values in porosity and permeability and low values in water saturation. As for the less fractured zones, the values are low in porosity and permeability unlike the water saturation which shows high values.

Finally, we find that the central part of the Hassi Terfa field is the most productive in terms of other oil exploration and exploitation.

Keywords: Field; Hassi Terfa; Quartzites; structural model; Correlations; petrophysical model; Porosity; Permeability; Water saturation.

Premier chapitre : GENERALITES

Premier chapitre : GENERALITES

I. INTRODUCTION

Le champ de Hassi Terfa (Bassin de Hassi Messaoud), est considéré parmi les champs les plus importants en matière de production d'huile. De ce fait, de nombreuses études régionales et locales sont réalisées sur le réservoir ordovicien formé surtout par des quartzites. Il s'agit surtout d'améliorer la connaissance de la géométrie dudit réservoir et comprendre son évolution dans le temps et cibler des découvertes et d'autres prospects permettant d'orienter les travaux futurs d'exploration.

Dans le présent travail et à travers des données de forages et de quelques paramètres pétrophysiques, nous allons entreprendre une étude sur les Quartzites d'El Hamra qui constitue le réservoir d'âge ordovicien de Hassi Terfa.

A cet effet, après la présentation de l'introduction, des objectifs, des cadres géographique et géologique régional et local ainsi que les données et les méthodes utilisées dans le premier chapitre, nous avons essayé d'analyser les cartes en isopaques et en isobathes et les cartes pour les paramètres pétrophysique (iso-porosité, iso-perméabilité, iso-saturation en eau) dans le deuxième chapitre.

Le troisième chapitre est porté sur l'interprétation des paramètres pétrophysiques et la présentation d'un modèle géologique et pétrophysique sur le réservoir en question.

II. OBJECTIFS

Les principaux objectifs visés dans le présent travail sont :

- Réalisez une corrélation lithologique selon deux transects bien définis pour comprendre les variations des épaisseurs et des faciès traversés par les puits ;
- Etudiez les paramètres pétrophysiques du réservoir ;
- Analyser les cartes en isopaques et en isobathes établies.
- Proposez un modèle géologique et pétrophysique du réservoir étudié.

III. CADRE GEOGRAPHIQUE

A. Cadre géographique régional

Faisant partie de la province pétrolière, le bassin de Hassi Messaoud d'une superficie de l'ordre de 2000 km² et une altitude de 142 m est limité au Nord par le dôme de Dahar et Touggourt, au Sud par le môle d'Amguid El Biod et le bassin d'Illizi, à l'Est par le bassin de Berkine et enfin à l'Ouest par le bassin d'Oued Mya (Fig. 1).

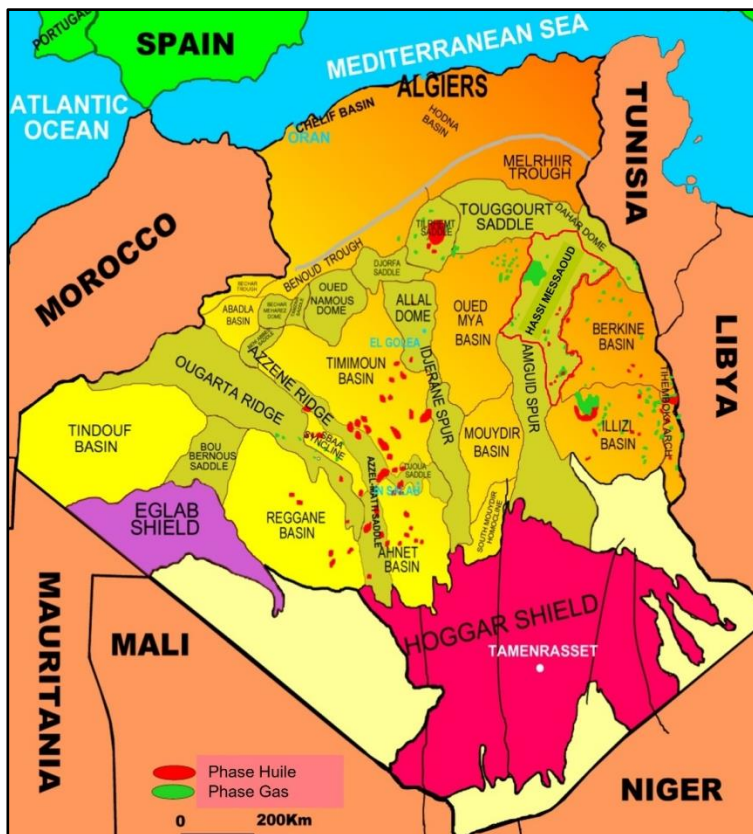


Figure 1- Situation géographique du bassin de Hassi Messaoud (d’après SONATRACH, 2005, modifié).

B. Cadre géographique local

Le champ de Hassi Terfa est situé au Sud du bassin de Hassi Messaoud, il est limité au Nord et au nord-Est par le bassin de Hassi Messaoud, au Sud par le champ ‘El Gassi, à l’ouest par l’anticlinal de Hassi D’zabat et enfin, à l’Est par le champ de Mesdar. Il a pour coordonnées géographiques les parallèles 31 et 32° Nord et les méridiens 6 et 7° (Fig. 2).

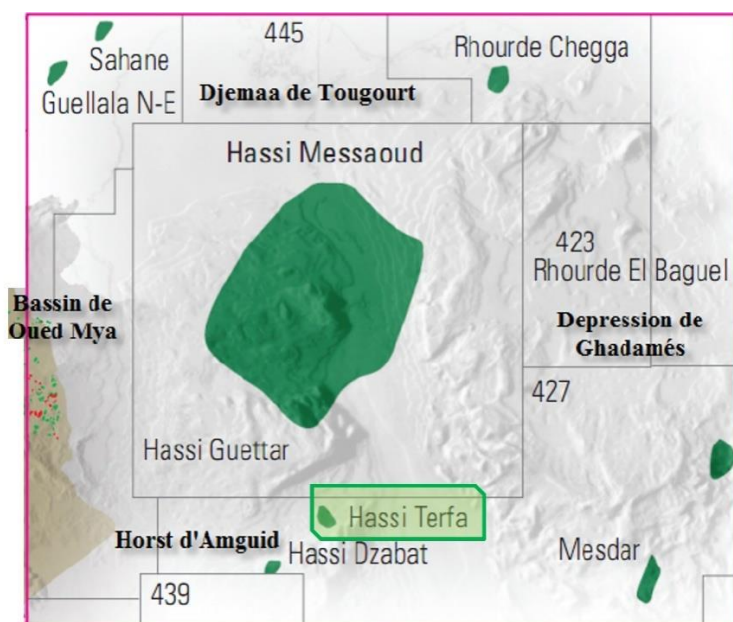


Figure 2- Situation géographique du champ de Hassi Terfa. (d’après WEC 2007, modifié).

VI. CADRE GEOLOGIQUE

A. Cadre géologique régional

1. Au plan stratigraphique

En se référant aux rapports de fin de sondages (SONATRACH, 2005) des puits qui ont atteint les formations paléozoïques dans la région de Hassi Messaoud, la série lithostratigraphique synthétique de cette région est composée de bas en haut par la série suivante (Fig. 3)

Ere/Sy	ETAGES	LITHOLOGIE	EPAISSEUR	DESCRIPTION	
CZ	NEO	Mio Pliocène	239	sable, calcaire	
		Eocène	122	calcaire	
M E S O Z O I Q U E	SENONIEN	Carbonate	107	calcaire, dolomie, , anhydrite	
		Anhydritique	209	anhydrite, marne, dolomie	
		Salifère	149	sel massif	
		Turonien	112	calcaire	
	CRETACE	Cénomanién	147	marne, calcaire, dolomie	
		Albien	362	grès, argile	
		Aptien	24	dolomie	
		Barrémien	276	argile, sable	
		Néocomien	182	dolomie, marne, argile	
		Malm	226	argile, marne, calcaire	
		DOGG	Argileux	107	argile, marne
			Lagunaire	211	anhydrite, dolomie
	LIAS	LD1	66	dolomie, anhydrite, argile	
		LS1	90	sel, anhydrite	
		LD2	55	dolomie, marne	
		LS2	58	sel massif I	
		LD3	31	dolomie, marne	
		TS1	46	anhydrite, argile	
	SALIFERE	TS2	189	sel, argile, anhydrite	
		TS3	202	sel massif II	
Argileux		113	argile		
Gréseux		0 à 35	grès, argile		
ERUPTIF	Eruptif	0 à 92	andésite		
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites de Hamra	75	grès très fins	
		Grès d 'El-Atchane	25	grès fins glauconieux	
		Argiles d 'El-Gassi	50	argile verte ou noire	
		Zones des Alternances	18	alternances grès et argiles	
	CAMBRIEN	R Isométriques	42	grès isométriques, silts	
		R Anisométriques	125	grès anisométriques, silts	
		R 2	100	grès grossiers, argile	
		R 3	370	grès grossiers, argiles	
		Infra Cambrien	45	grès argileux rouge	
		SOCLE		granite porphyroïde rose	

Figure 3- Coupe Stratigraphique du Champ de Hassi Messaoud (d'après SONATRACH, 2005, modifié).

1.1. Le Paléozoïque

1.1.1. Le Cambrien

Formé essentiellement par des grès hétérogènes fins à grossiers entrecoupés de passées de silstones argileux et micacés, le cambrien d'épaisseur moyenne de 590 m, constitue le principal réservoir du champ de Hassi Messaoud. Il est subdivisé par quatre (4) lithozones bien distinctes (HOMER, 1967) :

- **Lithozone R3 (370 m)**: constituée par des grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers, conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

- **Lithozone R2 (100 m)** : il s'agit ici de grès moyens à grossiers micacés, mal classés, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts.

- **Lithozone Ra (125 m)**: formée par des grès à grains grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silts centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du "Ra" a été érodé au centre du champ.

- **Lithozone Ri (Cambro-ordovicien)(42 m)** : formée de grès quartzitiques isométriques fins bien classés glauconieux, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

1.1.2. L'Ordovicien

Il est subdivisé de bas en haut par les unités lithologiques suivantes :

- **Zone des alternances (20 m)** : il s'agit d'une alternance irrégulière d'argiles silteuses noires et des grès quartzites fins isométriques avec abondance de Tigillites.

- **Argile d'El Gassi (50 m)** : cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune de Graptolites indiquant un milieu de dépôt marin.

- **Les Grès d'El Atchane (12 à 25 m)** : ce sont des grès fins à très fins, de couleur gris-beige à gris-sombre, admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- **Les Quartzites d'El Hamra (12 à 75 m)** : il s'agit de grès quartzites fins, siliceux gris clair à beige, à rare intercalations argileuses, silteuses, micacées et indurées de la glauconie et de l'anhydrite.

1.2. Le Mésozoïque

1.2.1. Le Trias

Le Trias repose en discordance sur le Paléozoïque et montre localement des coulées interstratifiées avec les grès. Il comprend de bas en haut :

- **Trias argilo-gréseux (35 m)** : il s'agit surtout de grès fins à moyen à ciments argileux abondants et d'argiles.

- **Trias argileux (113 m)** : constitué d'argiles dolomitiques ou silteuses intercalées de banc de sel de couleur brun-rouge.

- **Trias salifère (340 m)** : formé de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques et se divise en trois (3) unités :

➤ **Trias salifère « TS3 »** : composé de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et d'argile légèrement silteuses et dolomitique.

➤ **Trias salifère « TS2 »** : il est représenté par de bancs de sels massifs à intercalations d'anhydrite et d'argiles gypsifères.

➤ **Trias salifère « TS1 »** : ce sont des sels avec prédominance d'anhydrites et d'argiles dolomitiques.

1.2.2. Le Jurassique

D'épaisseur moyenne de 844 mètres, le Jurassique est considéré comme étant un ensemble lagunaire et marins à la base auquel fait suit des faciès argilo-gréseux à intercalations de calcaires au sommet :

- **Le Lias (300 m)** : Il est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts :

➤ **Lias dolomitique « LD3 » (31 m)** : il est constitué de marnes grises avec des passées de dolomies grises.

➤ **Lias salifère « LS2 » (58 m)** : C'est des sels translucides et des passées d'argiles de couleur brun-rouge.

➤ **Lias dolomitique « LD2 » (55 m)** : formé d'une alternance de bancs de dolomies massives à grains fins, de couleur grisâtre avec des passées de marnes grises légèrement dolomitique.

➤ **Lias salifère « LS1 »** : il est constitué d'argiles brunes à passées de sels et d'anhydrites blanches.

➤ **Lias dolomitique « LD1 » (66 m)** : composé par des bancs de dolomies et d'anhydrites à passées d'argiles et de calcaires.

- **Le Dogger (320 m)** : il est formé à la base par le Dogger lagunaire représenté par une série lagunaire formée essentiellement d'anhydrite à la base et de dolomie vers le haut. Par contre, le Dogger argileux de 107 m d'épaisseur est constitué d'argiles silteuses à passées de grès fins à ciments argileux carbonaté.

- **Le Malm** : il est caractérisé par des dépôts d'argiles et de marnes avec des intercalations des bancs de calcaires et dolomies accompagnés de quelques traces d'anhydrites.

1.2.3. Le Crétacé

-**Le Néocomien (182 m)** : il comprend deux niveaux, un terme gréseux à la base, constitué de grès et quelques passées d'argiles et un autre argileux représenté par des argiles avec intercalation de calcaire et de dolomie au sommet.

-**Le Barrémien (280 m)** : ce sont des grès fins à moyens carbonatés à anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

-**L'Aptien (25 m)** : il est représenté par deux bancs dolomitiques et un niveau argileux.

-**L'Albien (350 m)** : il s'agit de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse.

-**Le Cénomanién** : composé d'une alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomies.

-**Le Turonien (70 à 120 m)** : c'est une alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux.

-**Le Sénonien** : sa partie inférieure est formée de bancs massifs de sels à intercalation d'argiles. Evoluant à une succession de banc calcaires dolomitiques argileux et des bancs d'anhydrites à passées de dolomies gypseuses vers le sommet.

1.3. Le Cénozoïque

Il est constitué par des calcaires dolomitiques d'âge éocène et des terrains sableux du moi-pliocène. L'épaisseur moyenne est de 360 m.

2. Au plan structural

Le trait structural majeur est caractérisé par la présence de grandes failles sub-méridiennes verticales (Fig. 4). Ces accidents sont décalés par un réseau de failles conjuguées.

Toutefois, les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SW et NW-SE d'âge panafricain tardif. Ce réseau de fracture est lié à plusieurs phases tectoniques (WEC, 2007) :

- La distension cambro-ordovicienne ;
- La compression taconique ;
- La compression calédonienne ;
- Les différents événements tectono-sédimentaires du Dévonien ;
- Les mouvements hercyniens ;
- Les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne et Alpine).

B. Cadre géologique local

1. Au plan stratigraphique

La série stratigraphique type du champ de Hassi Terfa est essentiellement composée de haut en bas par des formations détritiques (300 m) d'âge tertiaire reposant en discontinuité sur le Mésozoïque (3118 m). Ce dernier repose en discordance sur les terrains paléozoïques (407 m)(Fig. 5).

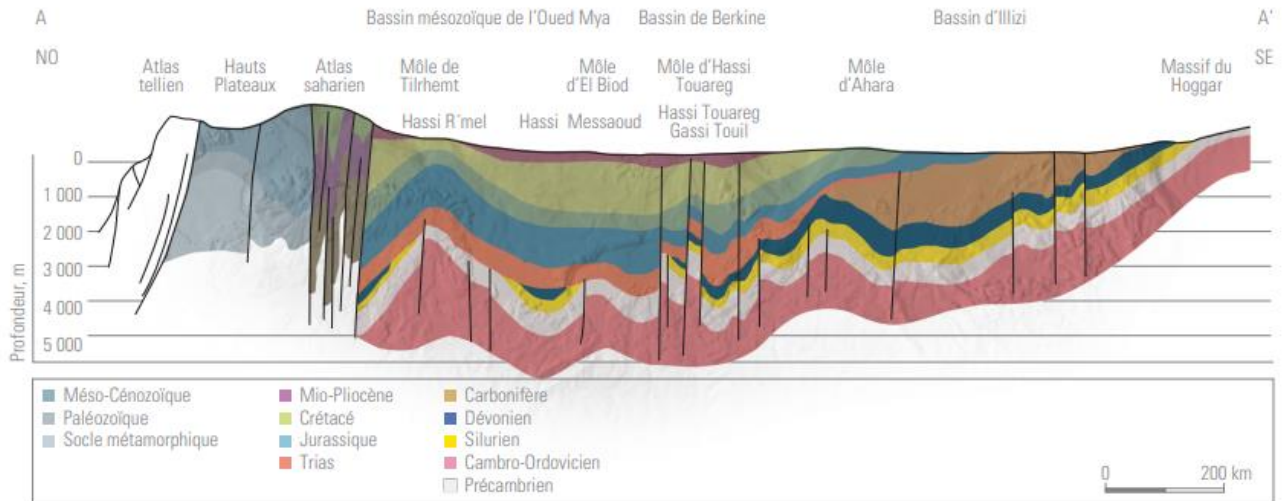


Figure 4- Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud (d'après WEC, 2007).

1.1. Le Paléozoïque

La série détritique recoupée par les sondages est constituée par des formations cambro-ordoviciennes. Elles sont prédominées par des formations détritiques et surmontées par d'épaisses séries d'argiles et de grès.

L'Ordovicien supérieur est composé par des grès gris clair, des argiles gris et vert surmontés par des grès quartzitiques à quartzites. Il s'agit des formations d'argile El Gassi (70 m), Grés El Atchane (30 m) et Quartzite El Hamra (100 m). Quant au Silurien, il est formé par des dépôts d'argiles noires à graptolites.

1.2. Le Mésozoïque

Les roches détritiques argilo gréseuses datés du Trias supérieur débutent la séquence sédimentaire mésozoïque en discordance angulaire sur les termes paléozoïques. Le jurassique est formé par des dépôts de dolomie, marne et d'argile avec intercalation de niveau de sel et d'anhydrite surmonté par des argiles, des marnes et des calcaires du jurassique supérieur. Notons, que les dépôts évaporitiques sont représentés par des intervalles dolomitiques, calcaire oolitiques ou marno-carbonatés.

Quant au crétacé inférieur, il est surtout caractérisé par un large développement des dépôts gréseux. Le Cénomano-Turonien se caractérise par une série lagunaire évoluant latéralement et verticalement à un faciès marin.

1.3. Le Cénozoïque

Durant le Tertiaire les dépôts sont plutôt composés par des calcaires et des sables du moi-pliocène.

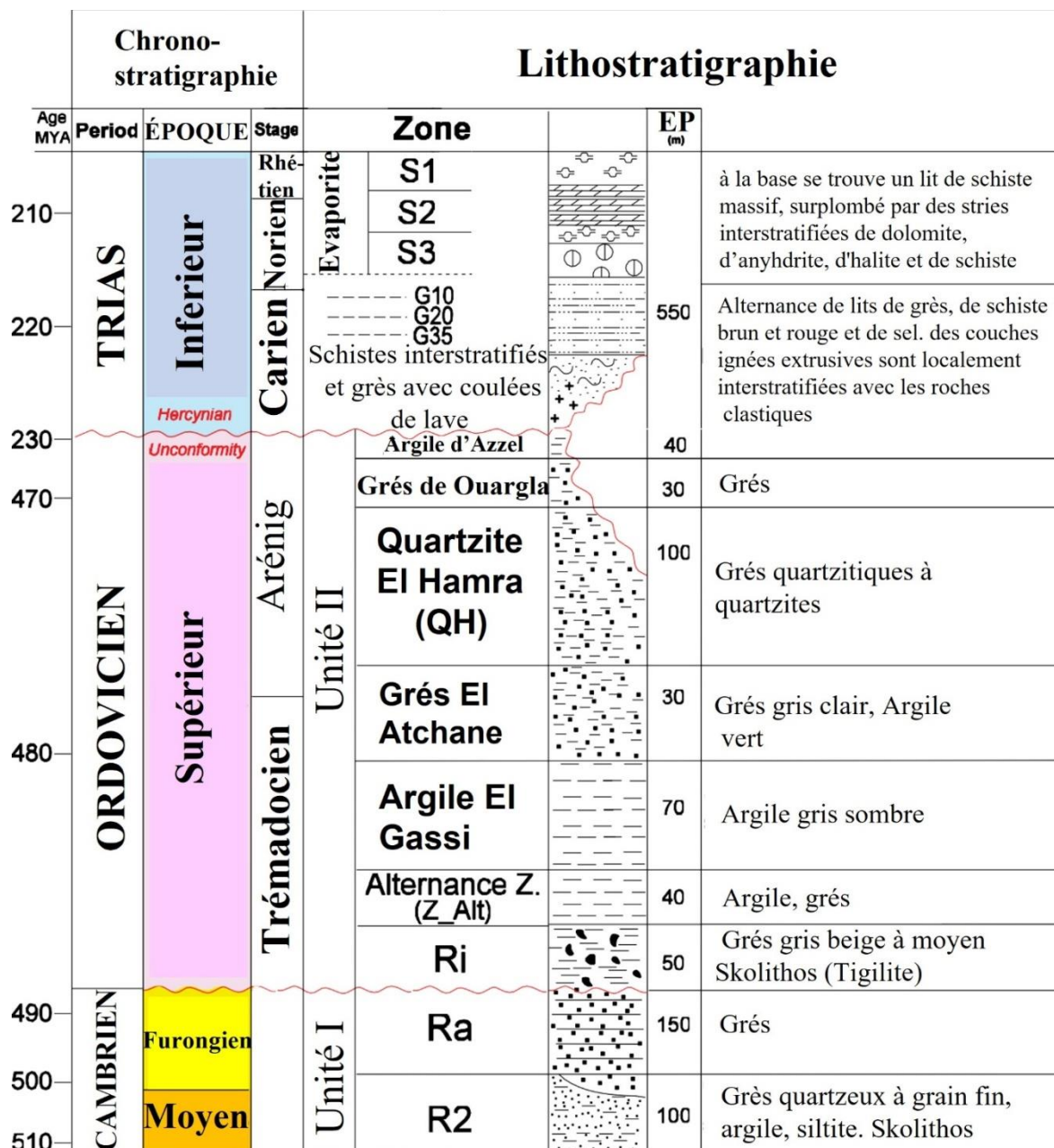


Figure 5-Colonne Lithostratigraphique type du champ de Hassi Terfa (d'après DEGOLYER & MACNAUGHTON, 2008, modifié).

2. Au plan structural

La structure du champ de Hassi-Tarfa correspond à un anticlinal de direction NE-SW, affectée par deux réseaux de failles, le premier est orienté NE-SW dont une majeure limitant le champ vers l'Ouest et l'autre E-W à ENE-WSW (Fig. 6).

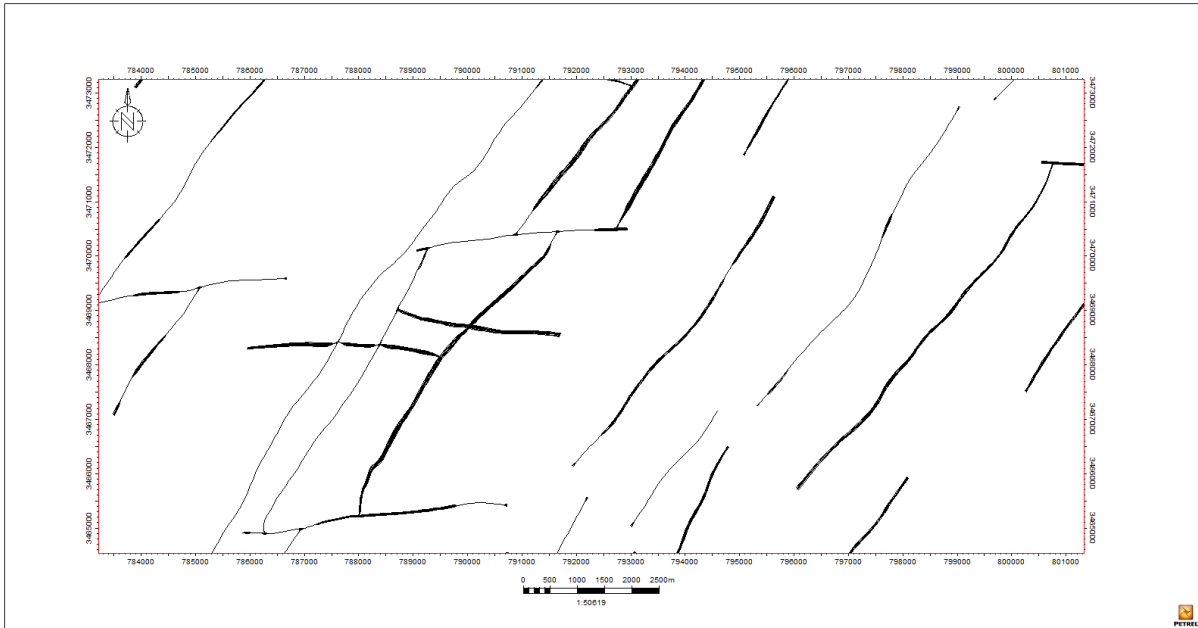


Figure 6- Carte structurale du champ de Hassi Terfa.

V. METHODOLOGIE

A. Acquisition des données

A partir des données de 59 puits sélectionnées (Fig.7) et recoupant la formation des Quartzites d'El Hamra du champ de Hassi Terfa. Deux types de données seront utilisés. Il s'agit des enregistrements diagraphiques (Gamma-Ray, Résistivité, Neutron-Densité PHI, Log NMR), Notons que les paramètres pétrophysiques utilisées sont la porosité, la perméabilité et la saturation en eau.

B. Traitement des données

Pour traiter les données, nous avons utilisé le logiciel *Petrel* élaboré en 1996 par *Schlumberger*. Il permet la visualisation 3D, la cartographie 3D et la modélisation et la simulation de réservoirs 3D.

C. Modélisation des données

Pour pouvoir modéliser un réservoir, il existe l'algorithme déterministe qui permet l'utilisation de nombreuses données (combinaison, puits, puits avec section sismique) en donnant à la fin un seul résultat. Notons, que l'incertitude de ce modèle est difficile à déterminer. Cependant, l'algorithme stochastique, utilise de faible donnée adaptée à la diversité des environnements géologiques.

De ce fait, afin de modéliser par l'algorithme stochastique un réservoir fluviatile ou marin, il existe la méthode booléenne à base d'objet et la méthode basée pixel ou de simulation continue (BELAHMEUR, 2017) :

1. Méthodes basées sur les pixels : Indicateur et simulation gaussienne

Les modèles à base de pixels sont construits à l'aide de méthodes de corrélation basées sur les variogramme. L'indicateur de krigeage calcule directement les faciès en prenant en considération leur variation, en se basant sur la technique de la simulation Indicatrice Séquentielle (SIS). Par contre, celle de simulation gaussienne séquentielle (GRFS) est plus rapide et se base sur un algorithme non séquentiel.

2. Méthode basée d'objet

C'est la méthode adaptée à la simulation de chenaux, elle permet la modélisation des données discrètes qui sont produit et distribuées stochastiquement. Toutes les valeurs sont inscrites : forme géométrique (longueur, largeur, épaisseur, courbure...etc.),

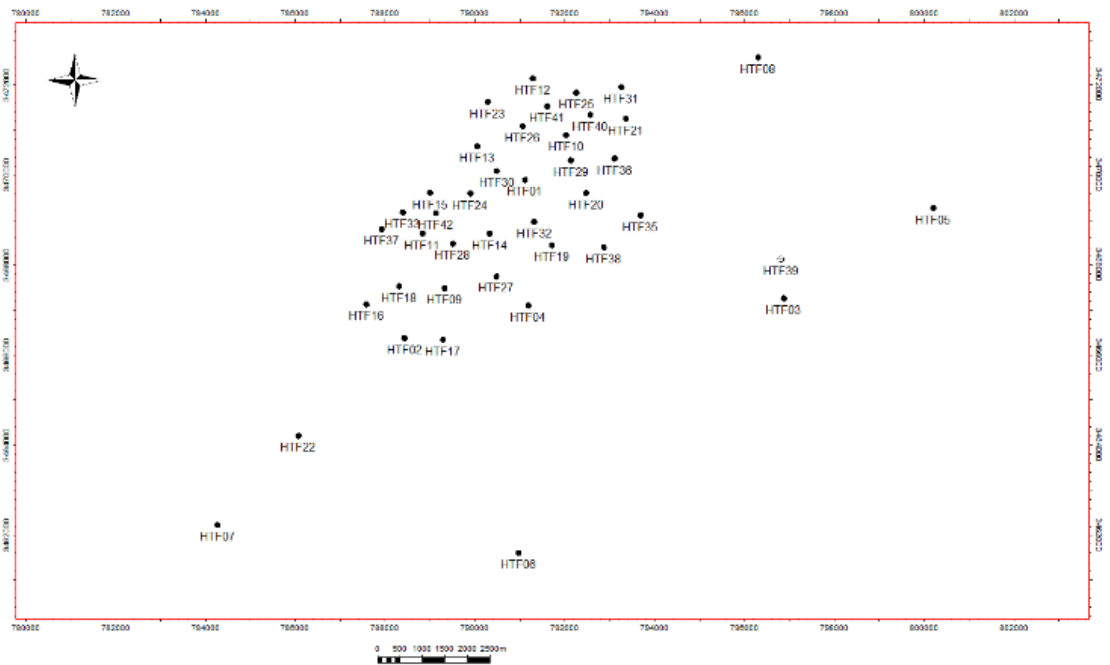


Figure 7- Position des puits utilisés dans le champ de Hassi Terfa.

**Deuxième chapitre : CARACTERISATION DU
RESERVOIR**

Deuxième chapitre : CARACTERISATION DU RESERVOIR

I. INTRODUCTION

En traitant les données de 59 puits répartis sur le champ de Hassi Terfa et qui recourent la formation de Quartzites El Hamra, 13 puits ont été choisis pour réaliser les corrélations. Dans cette optique, nous allons étudier ledit réservoir afin de suivre l'évolution structurale du réservoir et sa relation avec la tectonique locale et/ou régionale. Par la suite, l'élaboration des cartes en isopaques et en isobathes permettront de préciser l'architecture dudit réservoir. Enfin, l'étude des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité et saturation en eau) permet d'avoir une idée sur les zones productrices.

II. CORRELATIONS

Afin de suivre l'évolution latérale du réservoir étudié, deux (2) transects selon une direction Nord-Sud et Est-Ouest au niveau de la formation de Quartzite El Hamra ont été choisis. Notons que la ligne isochrone est celle de la discordance hercynienne.

A. Transect Nord-Sud

Ce transect d'orientation N-S traverse les puits HTF17, HTF09, HTF28, HTF24, HTF13, HTF 23 et montre un léger épaissement progressif de la formation de Quartzites El Hamra de l'ordre de 15 m selon une direction N-S. Nous pouvons aussi remarquer une structure en horst sur la coupe, traversé par une faille importante au niveau du bloc central (Fig.8 et 10).

B. Transect Est- Ouest

Sur ce transect, les puits traversés sont : HTF37, HTF33, HTF15, HTF24, HTF30, HTF1, HTF29 et HTF36. La lecture de la coupe (Fig. 9) élaboré montre fort bien une augmentation des épaisseurs estimées à 15 m de l'Ouest vers l'Est. Dans le détail, le puits HTF15 traverse l'axe d'une structure anticlinale. Notons, que ledit transect est recoupé par deux failles au niveau des puits HTF15 et HTF1. Les puits HTF15, HTF24, HTF30, HTF1 font partie d'un compartiment central soulevé par rapport aux compartiments qui se trouvent à l'est et à l'ouest ce qui montre une structure horst au niveau de puits HTF15 (Fig.9 et 11).

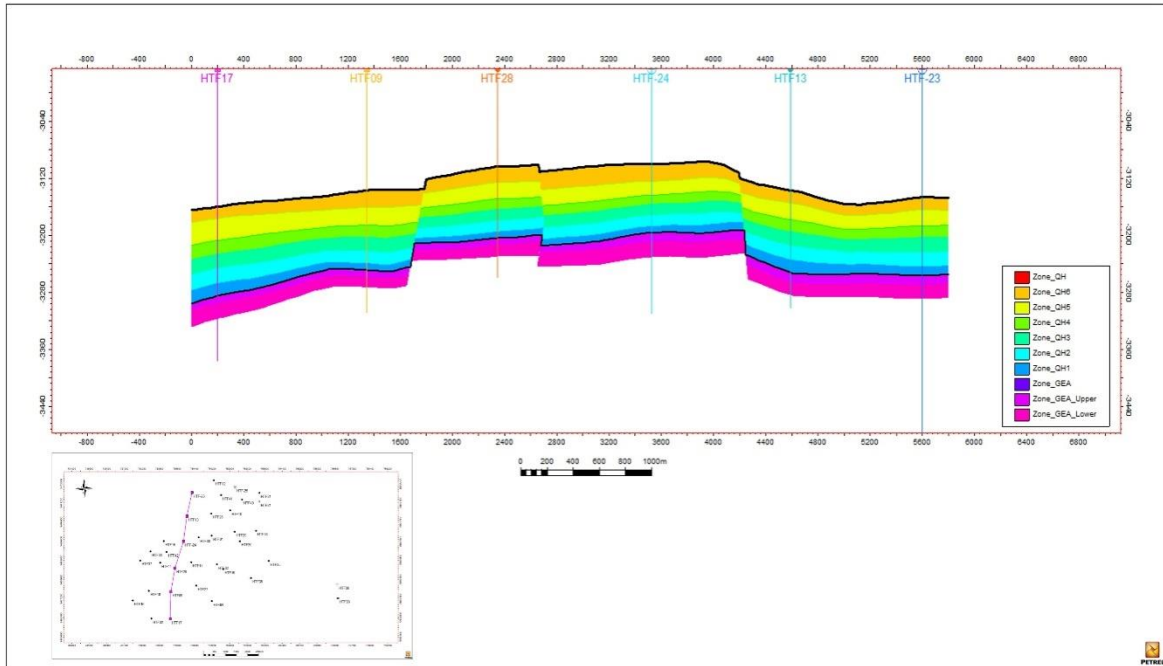


Figure 8- Coupe synthétique du Transect Nord- Sud.

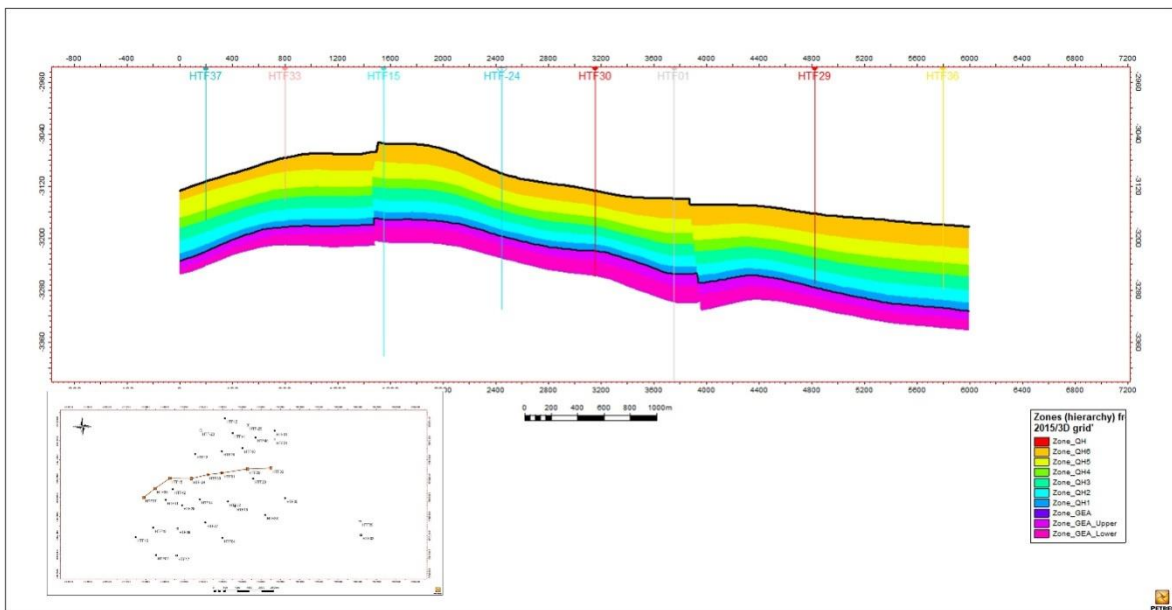


Figure 9-Coupe synthétique du Transect Est- Ouest.

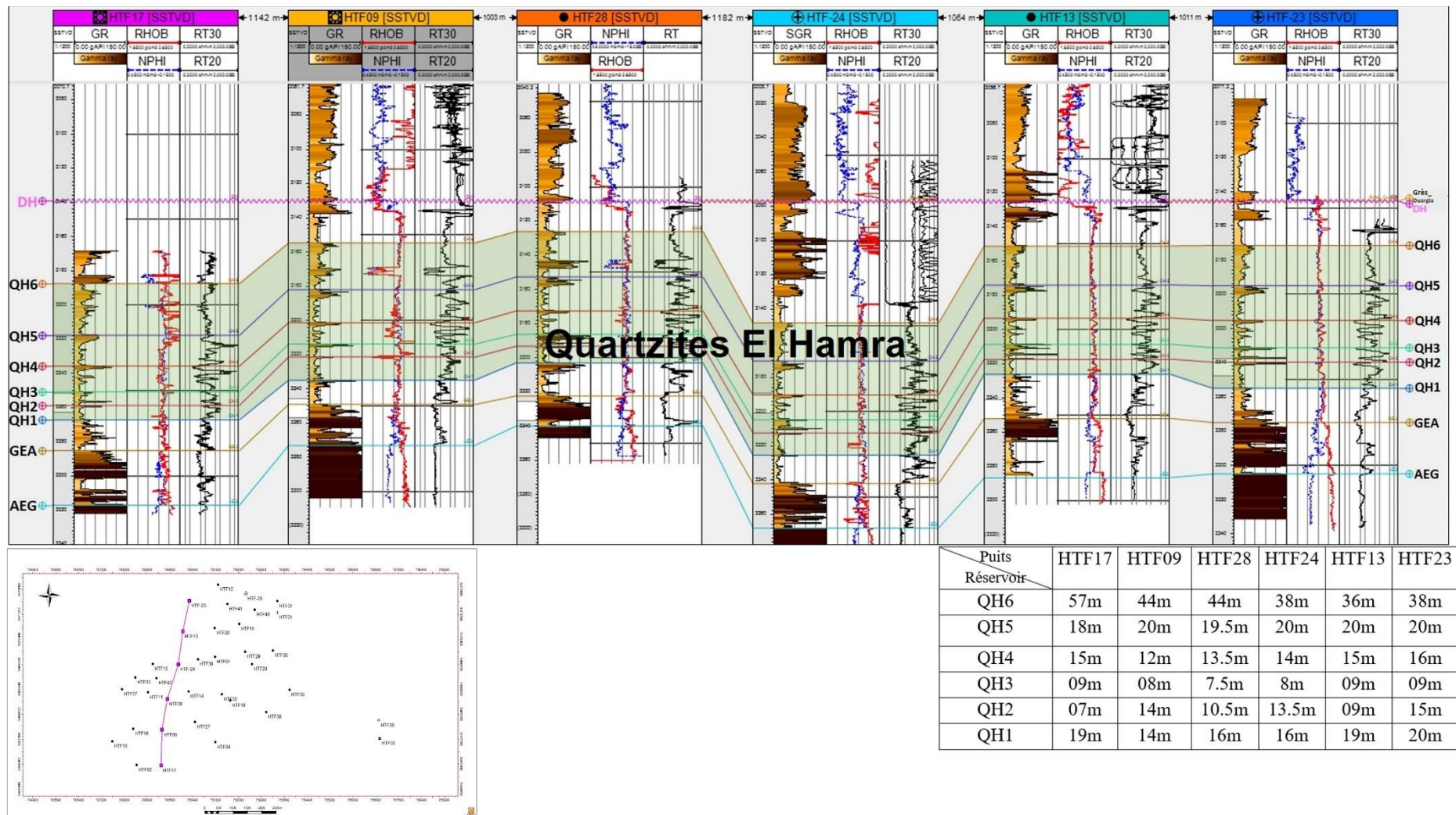


Figure 10- Corrélation entre les puits HTF17-HTF09-HTF28-HTF24-HTF13-HTF23.

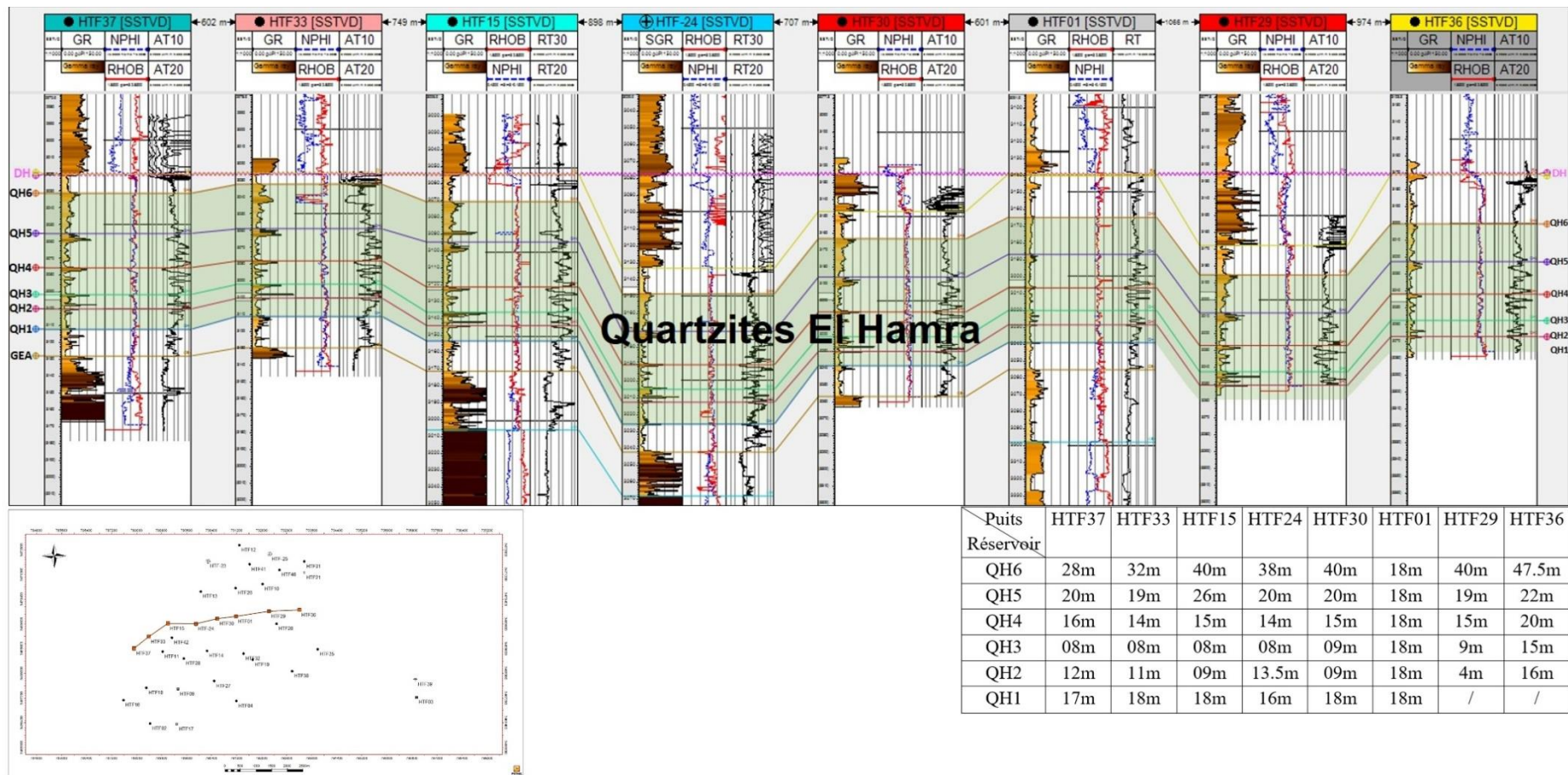


Figure.11- Corrélation entre les puits HTF37-HTF33-HTF15-HTF24-HTF30-HTF01-HTF29-HTF36.

III. CARTES EN ISOPAQUES ET EN ISOBATHES

A. Carte en isobathes au toit des Quartzites El Hamra

Les isobathes de cette formation (Fig. 12) montre l'existence d'une zone profonde dans la partie centrale du champ de Hassi Terfa, orientée SW-NE et présente des profondeurs atteignant les 3050 m dans l'extrémité occidentale de cette zone. Et affectée par une série de failles principales de direction $N30^\circ$ recoupées par des failles secondaires qui leurs sont transverses (de direction E-W) qui sont de type normal.

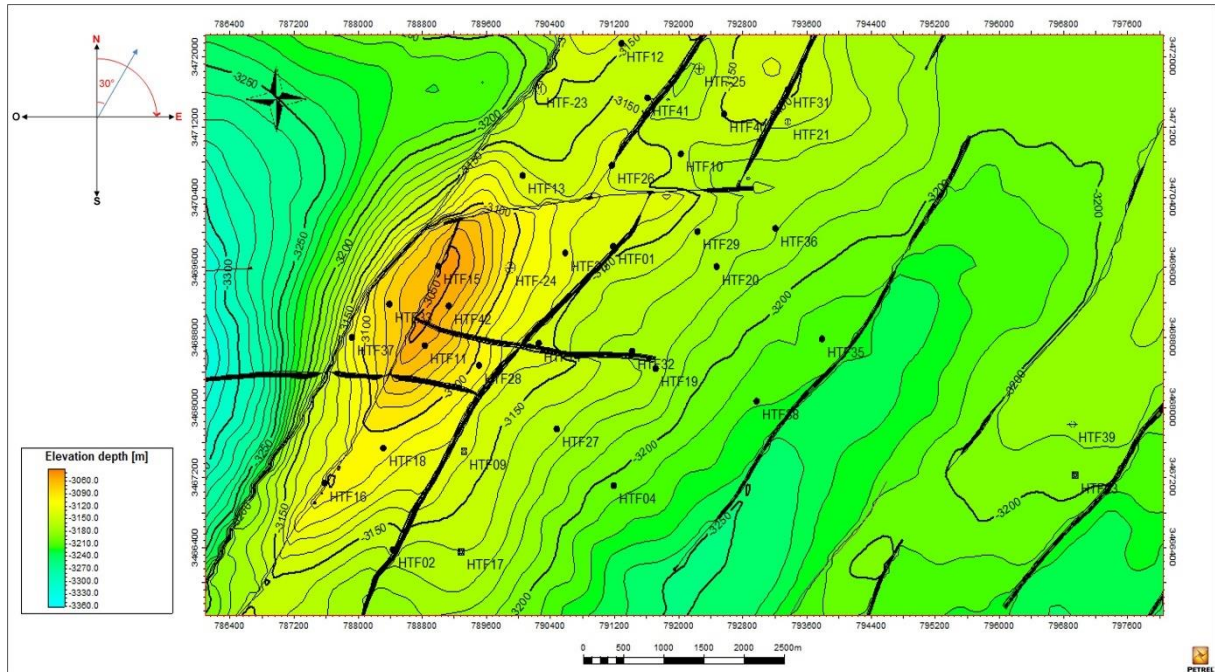


Figure 12- Carte en isobathes au toit de la formation Quartzites El Hamra.

B. Carte en isopaques au niveau des Quartzites El Hamra

La lecture de la carte en isopaque montre une augmentation des épaisseurs avec un maximum de 125 m. au niveau de trois (3) zones. A savoir, les zones N-E (HTF21, HTF25, HTF31 et HTF40), Sud (HTF17) et S-E (HTF3). Les épaisseurs montrent une légère diminution selon une tendance vers le Nord et Nord-Ouest (Fig. 13).

IV. ETUDE PETROPHYSIQUE

Les paramètres pétrophysiques étudiés (porosité, perméabilité et saturation en eau) permet d'élaborer plusieurs cartes à travers les niveaux (QH1, QH2, QH3, QH4, QH5 et QH6) du réservoir de Quartzites El Hamra basées essentiellement sur les données des carottes.

A. Cartes en iso-porosité

Avant d'entamer l'interprétation des cartes en iso-porosité, nous signalons que la porosité secondaire analysée dans notre étude est générée par les phénomènes de fracturation.

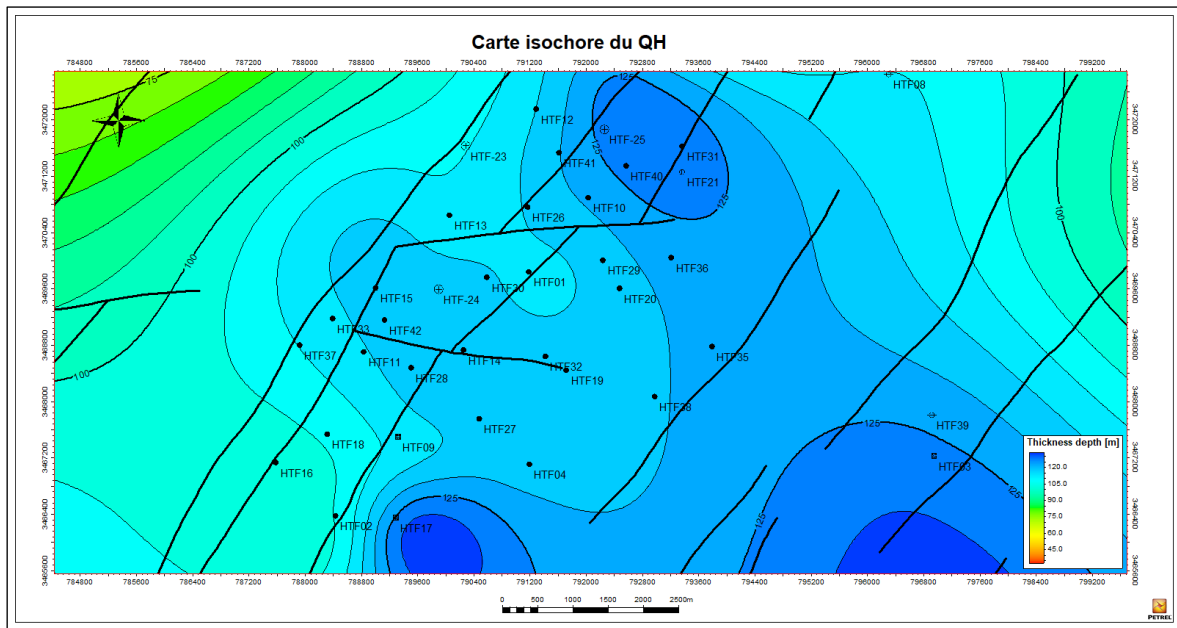


Figure 13- Carte isopaques au niveau des Quartzites El Hamra.

1. Niveau QH1 du réservoir

La carte en iso-porosité du QH1 (Fig. 14) montre généralement que les meilleures valeurs de porosité sont localisées au centre du champ du Hassi Terfa (HTF19 et HTF32) avec une valeur de 8 % selon un axe SW-NE. Les valeurs moyennes (6 %) sont enregistrées dans les puits HTF13, HTF23. Notons, que les valeurs les plus basse sont situées dans l'extrémité Ouest au niveau des puits HTF11, HTF33 et HTF42 et que le reste du niveau QH1 possède des porosités moyennes allant de 4 à 6 %.

2. Niveau QH2 du réservoir

Le niveau QH2 montre que les meilleures valeurs sont situées au centre avec une porosité qui varie entre 7 et 8%. Exception faite dans la partie S-W où les valeurs de porosités sont très faibles au niveau de puits HTF18 et à l'extrémité ouest au niveau du puits HTF33. Les autres parties du champ montrent une porosité homogène moyenne à bonne dont les valeurs variées entre 5,25 à 7,5.% (Fig. 15).

3. Niveau QH3 du réservoir

Dans ce niveau la porosité est bonne dans la partie centrale du champ et selon une polarité du Nord vers le Sud avec un maximum de 9%. Cependant, les autres parties du champ montrent des valeurs moyennes variées entre 5 à 7%. Par contre, les valeurs les plus faibles (2,7 %) sont localisées au niveau des puits HTF16 et HTF18 dans la partie S-W. (Fig. 16).

4. Niveau QH4 du réservoir

Elle montre les meilleures valeurs dans la partie centrale mais selon une tendance vers le Nord où la porosité enregistrée est aux alentours de 9 %. Toutefois, les valeurs minimales sont situées dans la partie S-W, au niveau du puits HTF17 (3 %)(Fig. 17).

5. Niveau QH5 du réservoir

La carte en iso-porosité du QH5 montre généralement une amélioration des porosités du S-SE au N-NW avec un maximum de 9 %. Tandis que les valeurs faibles sont enregistrées dans la partie occidentale et l'extrême oriental du champ (Fig. 18).

6. Niveau QH6 du réservoir

A la différence des autres cartes, le niveau QH6 montre des meilleures valeurs de la porosité par rapport aux autres niveaux. Les valeurs enregistrées sont comprises entre 6 et 12 %. Il est à noter également que les valeurs de la porosité de ce niveau ne montrent pas une homogénéité particulière (Fig. 19).

En somme, la porosité dans les différents niveaux est relativement bonne dans la partie centrale et montre une augmentation des valeurs du Sud vers le Nord. Ces valeurs sont comprises entre 2,7% à 12%. Cette dernière valeur est enregistrée dans le niveau QH6 (Fig. 20).

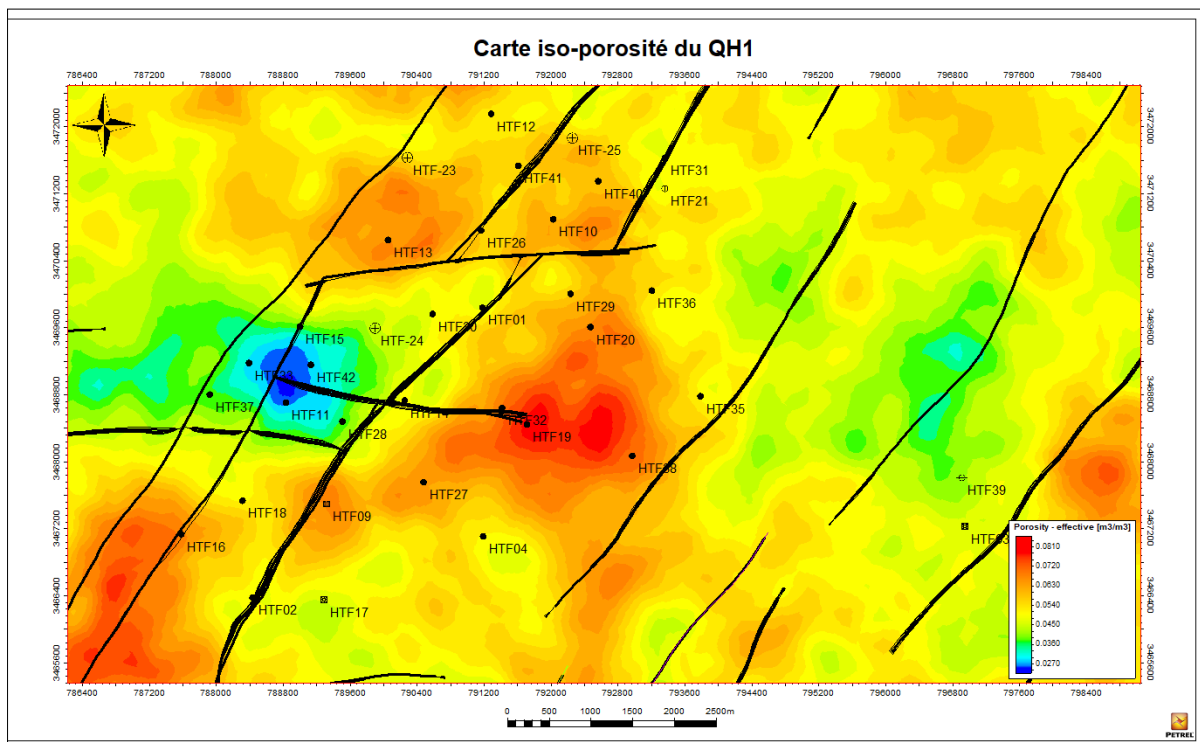


Figure 14- Carte en iso-porosité du niveau QH1.

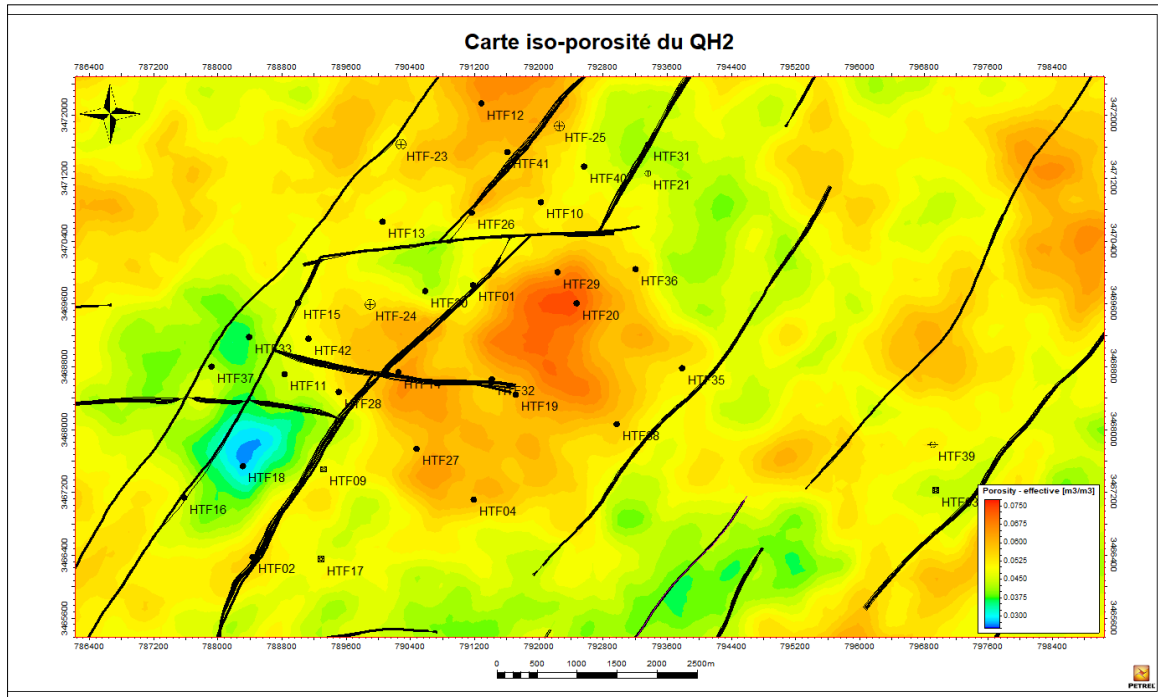


Figure 15- Carte en iso-porosité du niveau QH2.

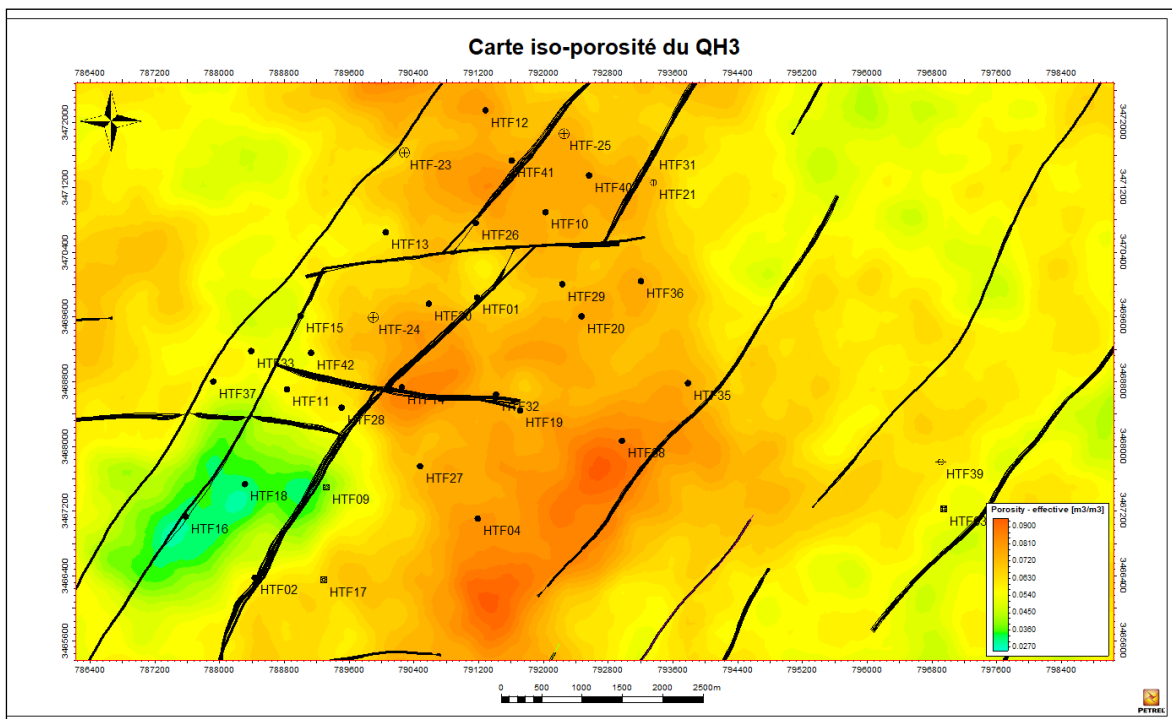


Figure 16- Carte en iso-porosité du niveau QH3.

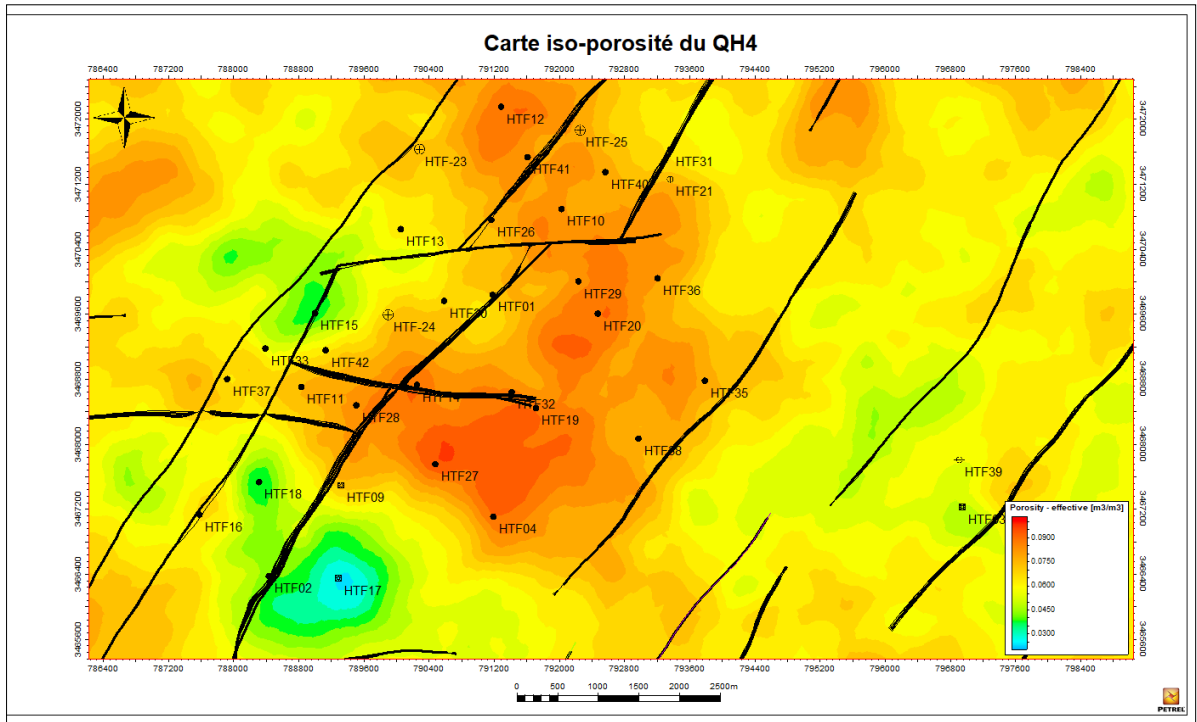


Figure 17- Carte en iso-porosité du niveau QH4.

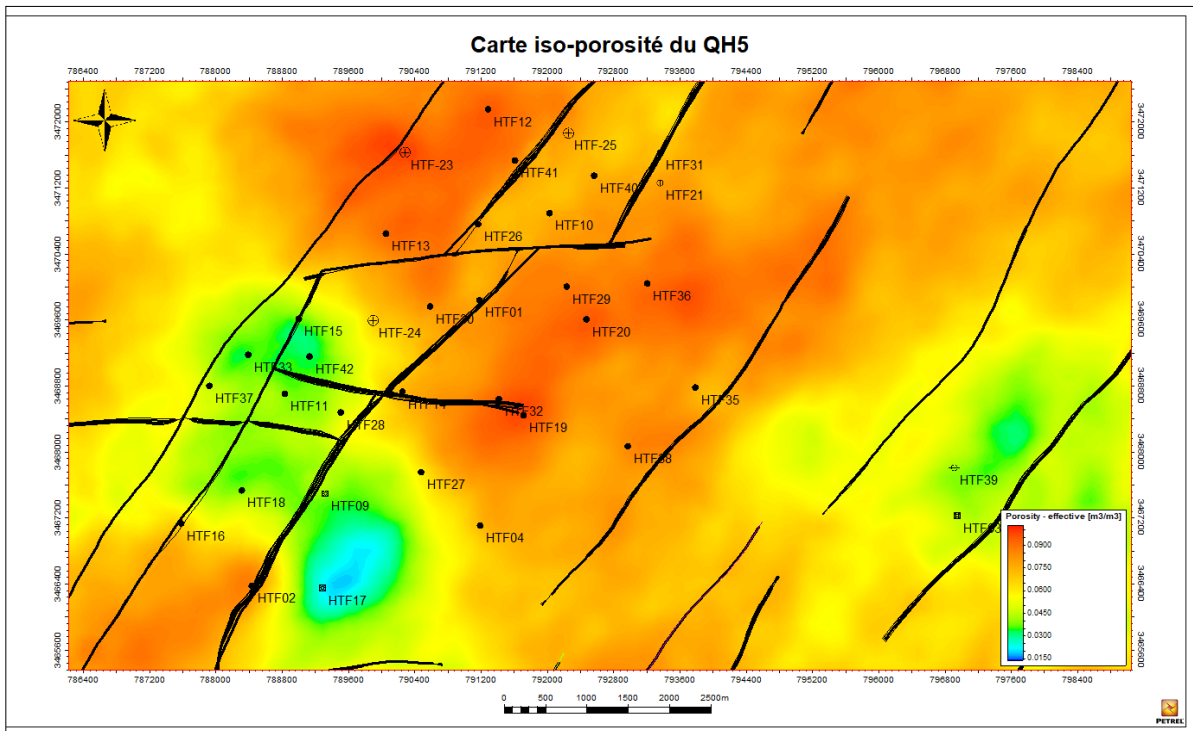


Figure 18- Carte en iso-porosité du niveau QH5.

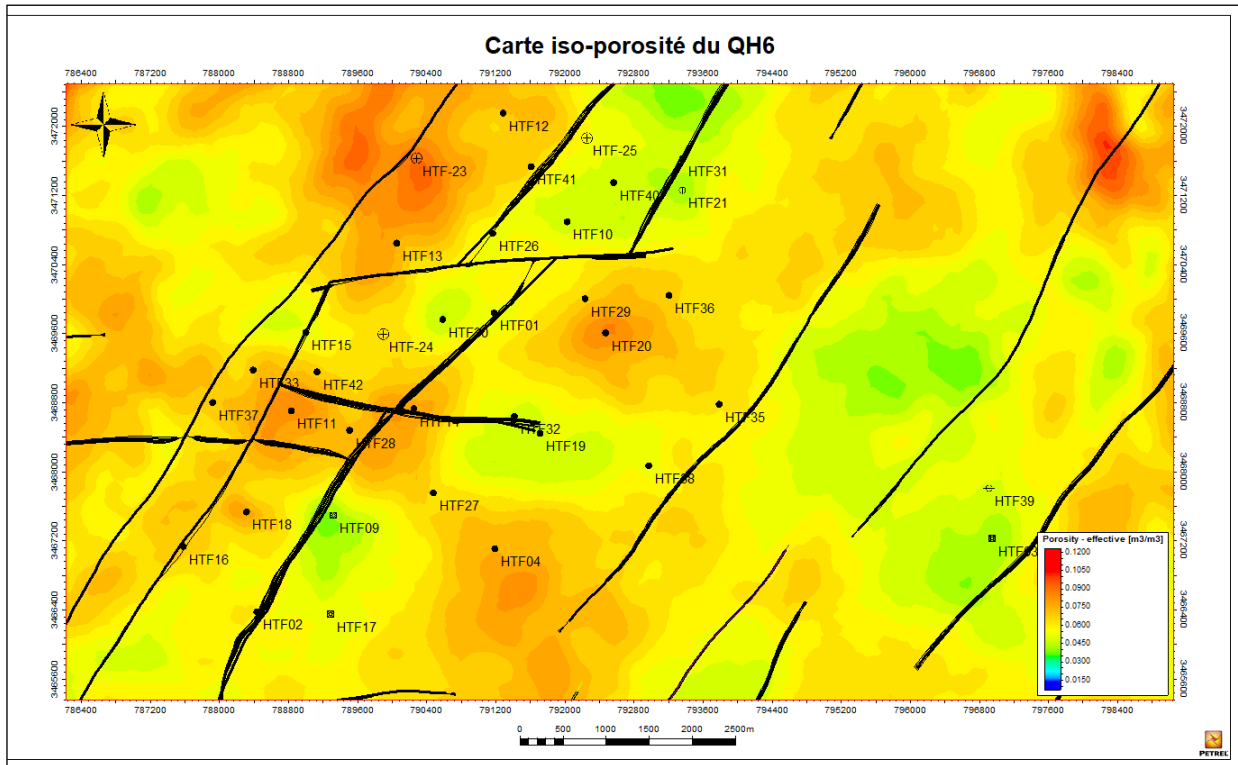


Figure 19- Carte en iso-porosité du niveau QH6.

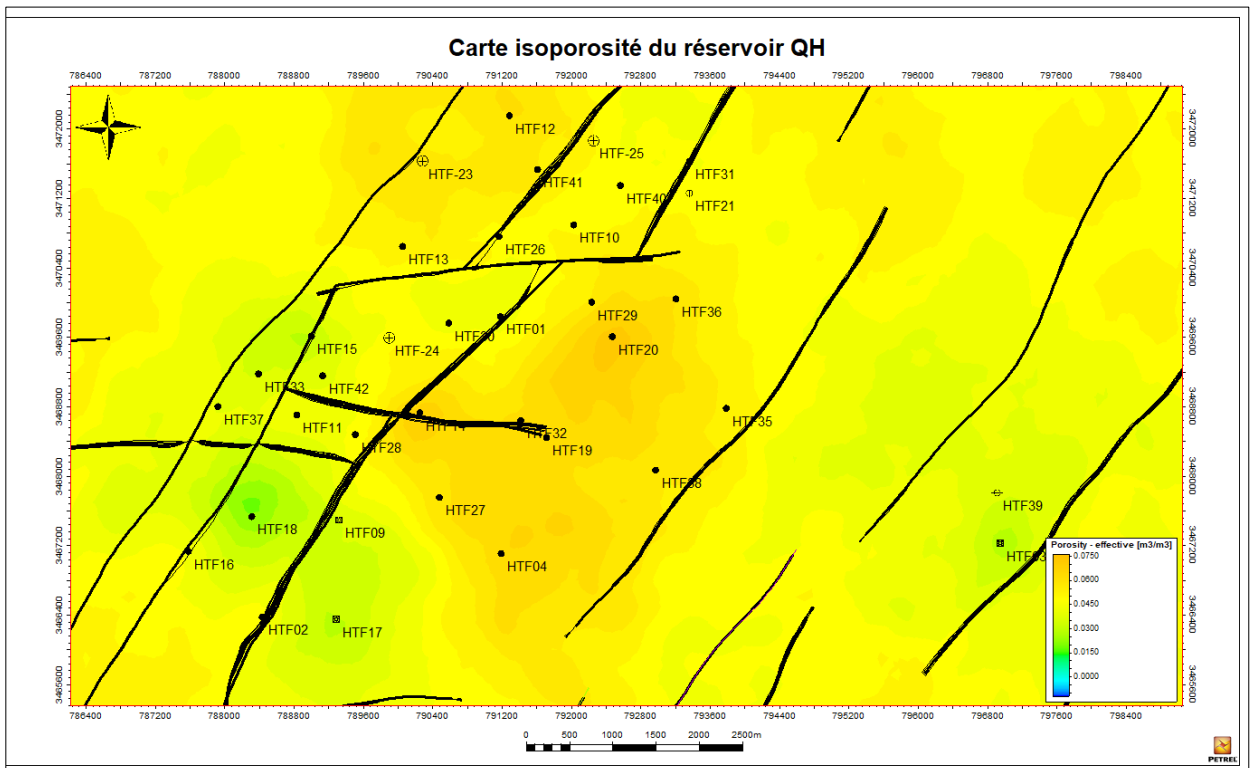


Figure 20- Carte en iso-porosité du réservoir Quartzites El Hamra.

B. Cartes en iso-perméabilité

Six (6) cartes d'iso-perméabilité représentant les six niveaux qui constituent le réservoir de la formation des Quartzites d'El Hamra ont été réalisés.

1. Niveau QH1 du réservoir

La carte en iso-perméabilité du niveau QH1 montre que les maximales valeurs de la perméabilité sont localisées au centre (HTF19 et HTF32), dans la partie S-W (HTF16), et en degrés moins dans la partie occidentale et l'extrême oriental du champ de Hassi Terfa (Fig. 21).

2. Niveau QH2 du réservoir

On observe sur cette carte de valeurs élevées dans la partie centrale du champ (HTF 20 et HTF 29) avec une orientation S-N. Les autres parties du champ présentent des valeurs moyennes et homogènes (Fig. 22).

3. Niveau QH3 du réservoir

Les iso-perméabilités de ce niveau montrent un changement des valeurs de la distribution de la perméabilité par rapport au niveau précédent. Elles enregistrent des pourcentages allant de 7.9 à 16 md du Nord vers le Sud. Les faibles valeurs sont localisées dans la partie occidentale (HTF9, HTF18 et HTF16) et en degrés moins dans la partie orientale du champ (Fig. 23).

4. Niveau QH4 du réservoir

Le niveau QH4 montre une meilleure perméabilité dans la partie centrale du champ selon un axe S-N avec des valeurs comprises entre 3,2 à 18 md. Les autres parties du champ montrent des valeurs moyennes variées entre 0,5 à 3,2 md. Il est à noter que les valeurs minimales de la perméabilité sont enregistrées au niveau des puits HTF17 et HTF13 (Fig. 24).

5. Niveau QH5 du réservoir

Les iso-perméabilités du niveau QH5 montre que la perméabilité est bonne dans le centre du champ où les valeurs enregistrées sont variées entre 0.5 et 3.2 md. Cependant, les parties occidentale et orientale du champ enregistrent les faibles valeurs de la perméabilité (Fig. 25).

6. Niveau QH6 du réservoir

Contrairement aux niveaux précédents, le niveau QH6 montre une homogénéité des valeurs de la perméabilité. Ces valeurs sont moyennes à bonnes (Fig. 26).

L'interprétation des six (6) cartes en iso-perméabilité montre que la perméabilité est particulièrement bonne au niveau central du réservoir dans tous les niveaux des Quartzites El Hamra. Les autres parties montrent généralement des valeurs homogènes moyennes à bonnes (Fig. 27).

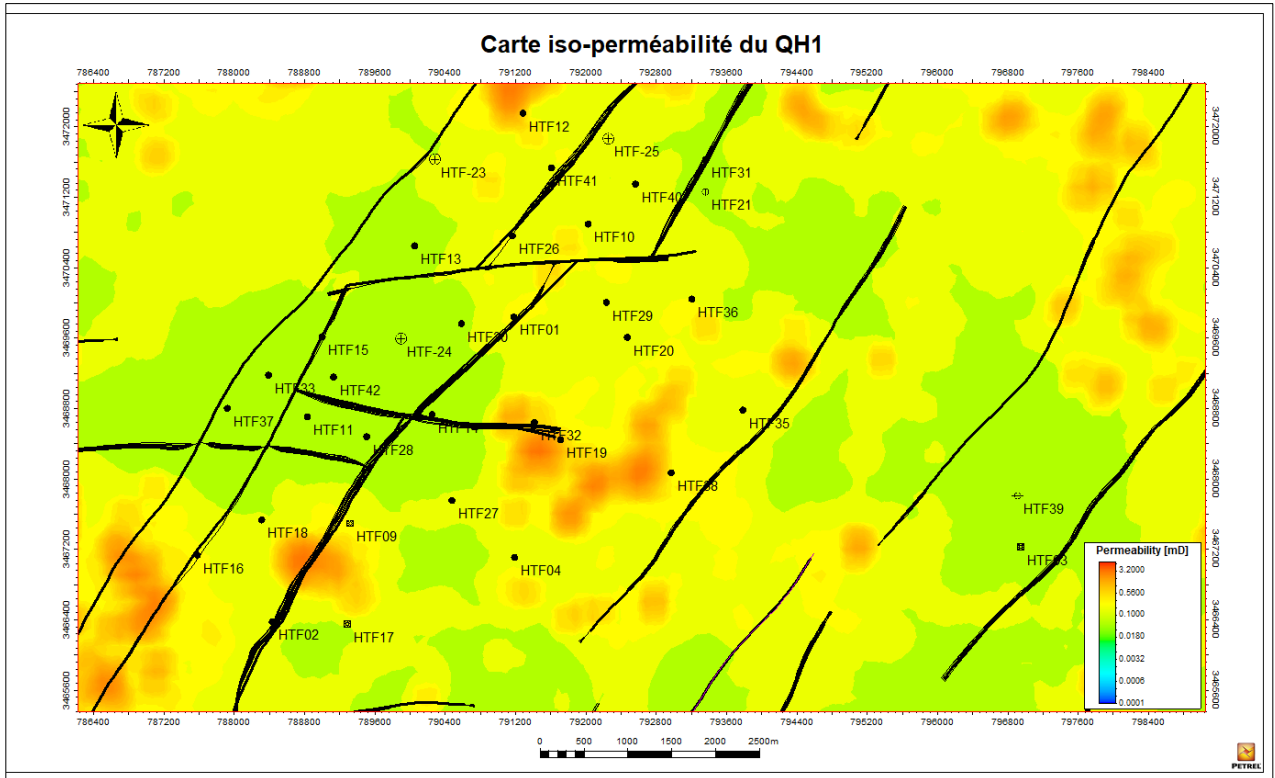


Figure 21- Carte en iso-perméabilité du niveau QH1.

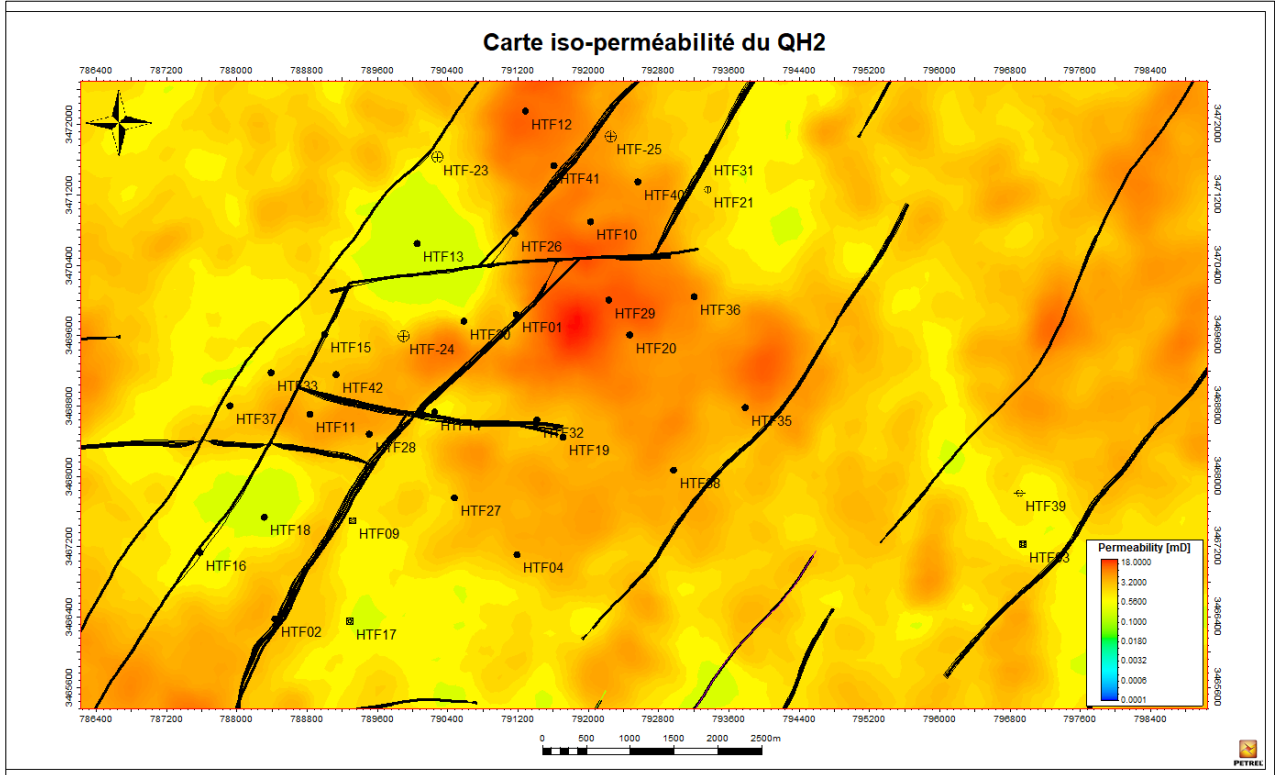


Figure 22- Carte en iso-perméabilité du niveau QH2.

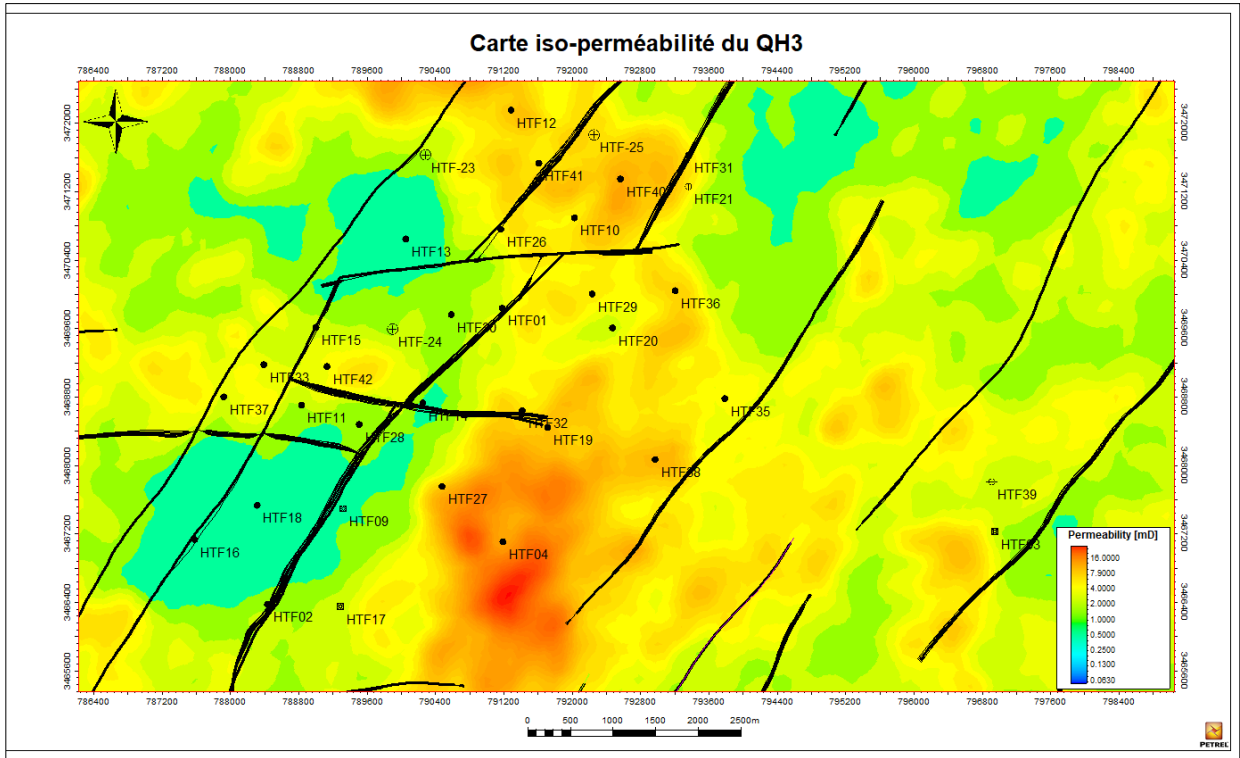


Figure 23- Carte en iso-perméabilité du niveau QH3.

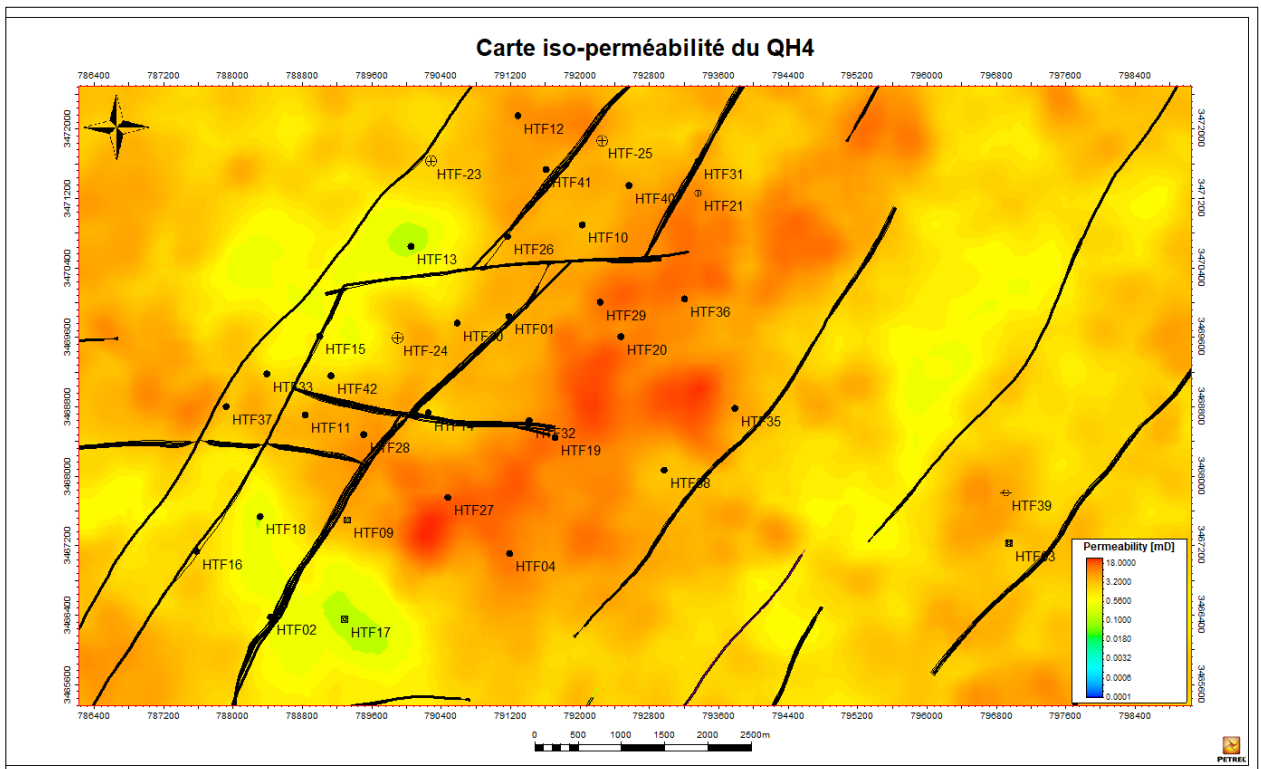


Figure 24- Carte en iso-perméabilité du niveau QH4.

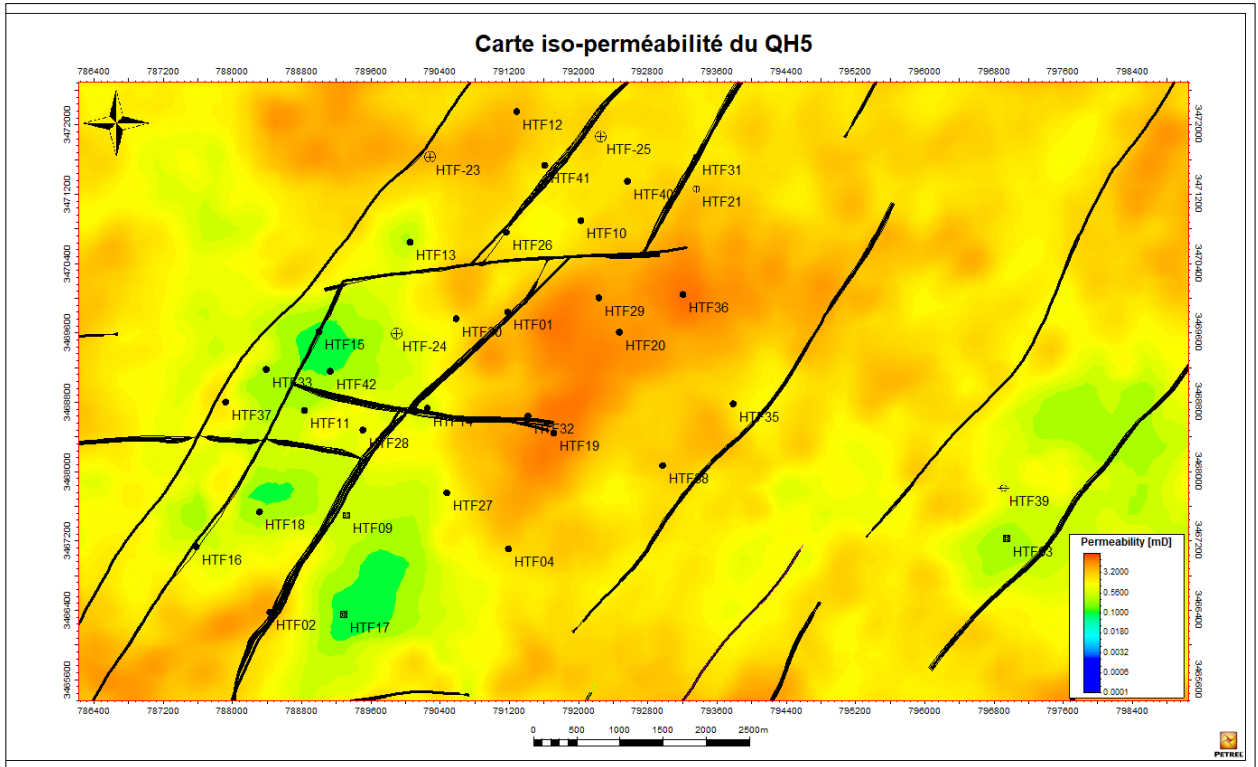


Figure 25- Carte en iso-perméabilité du niveau QH5.

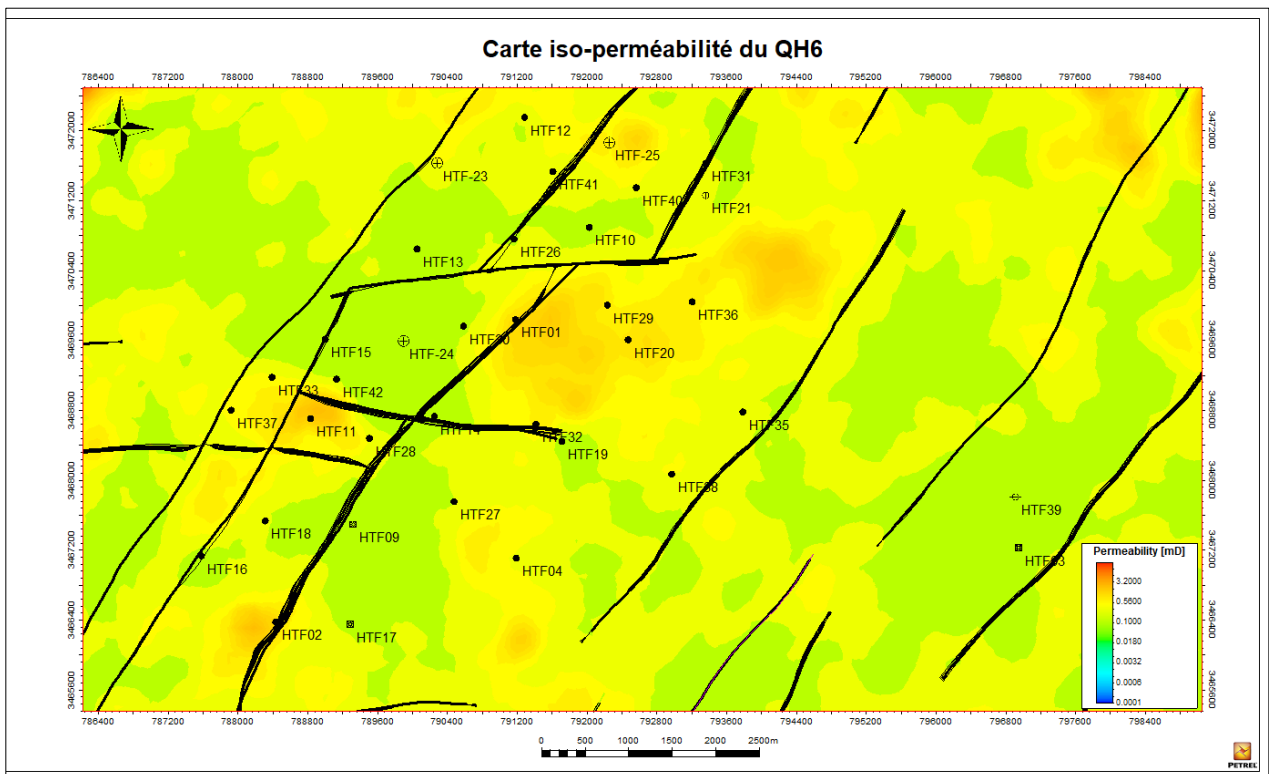


Figure 26- Carte en iso-perméabilité du niveau QH6.

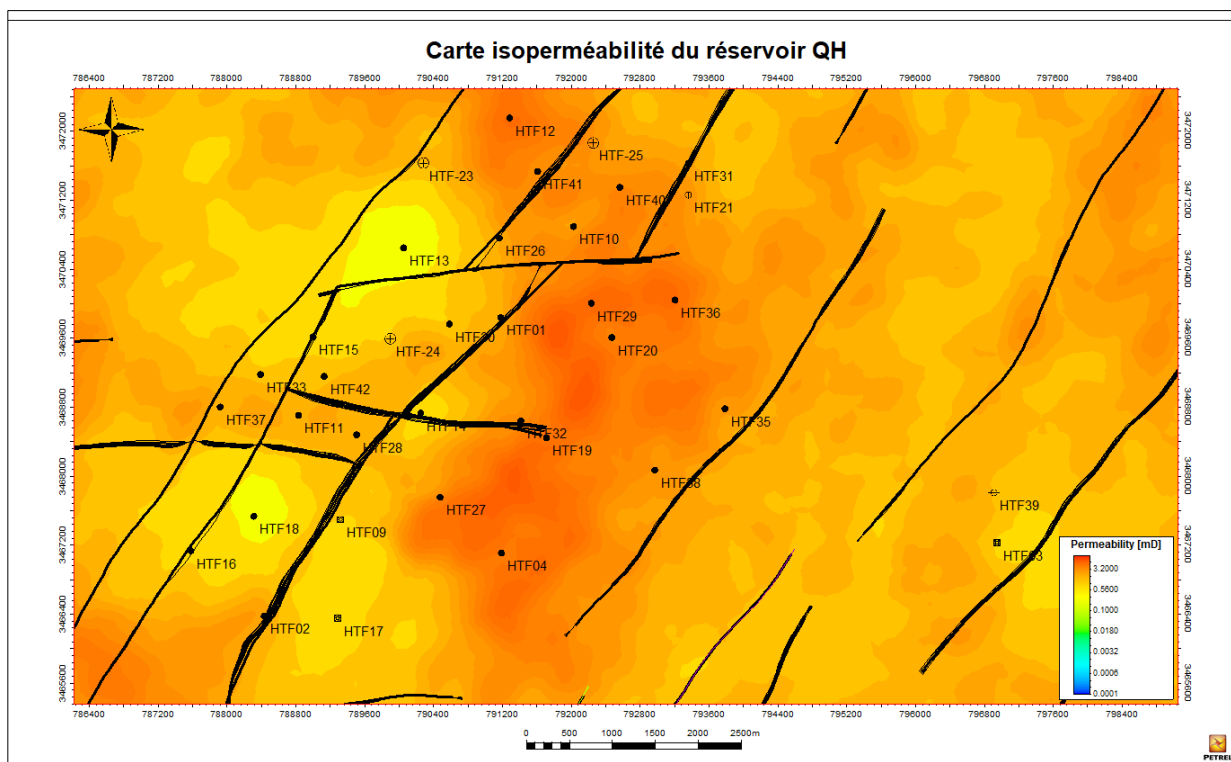


Figure 27- Carte en iso-perméabilité du réservoir Quartzites El Hamra.

C. Cartes en iso-saturation en eau

1. Niveau QH1 du réservoir

L'analyse de la saturation en eau du niveau QH1 indique que la partie orientale est la partie la plus saturée en eau par rapport aux autres parties du champ où on enregistre des valeurs faibles à moyennes. Nous signalons que les valeurs les plus faibles sont enregistrées généralement dans la partie S-W (Fig. 28).

2. Niveau QH2 du réservoir

La carte en iso-saturation en eau pour le niveau QH2 montre que la partie centrale et la partie Occidentale du champ enregistre les valeurs les plus faibles. Par contre, les parties S-E (HTF03, HTF39) et S-W (HTF17, HTF18) montrent des valeurs meilleures en saturation en eau jusqu'à 90% au niveau du puits (HTF08) dans la partie N-E (Fig. 29).

3. Niveau QH3 du réservoir

Cette carte montre que les meilleures valeurs de la saturation en eau sont enregistrées dans la partie N-E du champ au niveau du puits (HTF08) et la partie S-E (HTF03, HTF39) Par ailleurs, la partie Nord et Ouest montrent des valeurs les plus faibles en saturation en eau (Fig. 30).

4. Niveau QH4 du réservoir

La carte d'iso-saturation en eau montre que la partie centrale du champ de Hassi Terfa montre des valeurs faibles. Par contre, les valeurs les plus élevées sont observées dans la partie N-E au niveau du puits HTF08 et dans la partie S-E (HTF03, HTF39) et la partie S-W (HTF02, HTF17) (Fig. 31).

5. Niveau QH5 du réservoir

Les valeurs les plus élevées en saturation en eau du niveau QH5 sont localisées dans la partie N-E au niveau du puits HTF08 et dans la partie S-E. Par contre, les autres parties du champ montrent des valeurs faibles à moyennes. Nous signalons que les valeurs les plus faibles sont enregistrées dans la partie centrale au niveau des puits HTF01, HTF30, HTF13, HTF32, HTF19, HTF26 et dans la partie Nord au niveau des puits HTF23, HTF41, HTF12 (Fig. 32).

6. Niveau QH6 du réservoir

Le dernier niveau de la formation des Quartzites El Hamra montre que la partie centrale du champ enregistre des valeurs plus faibles et selon une direction du Nord vers le Sud. Contrairement aux parties S-E et S-W où les valeurs sont plus importantes (Fig. 333).

En résumé, les niveaux (QH2,QH3,QH4,QH5,QH6) présentent des valeurs en saturation en eau faible à moyenne au centre du champ et selon une direction N-S (36 à 54%). A l'opposé, la partie orientale montre des valeurs relativement élevées. (Fig. 34).

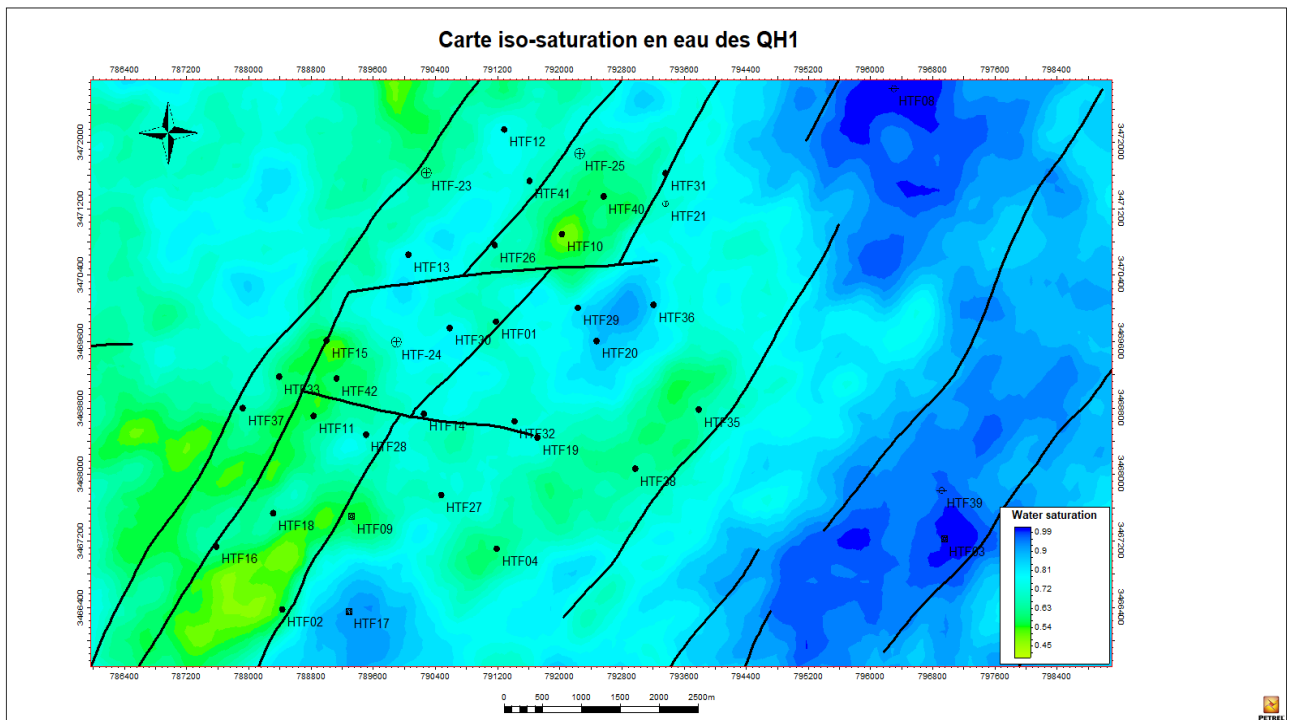


Figure 28- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH1.

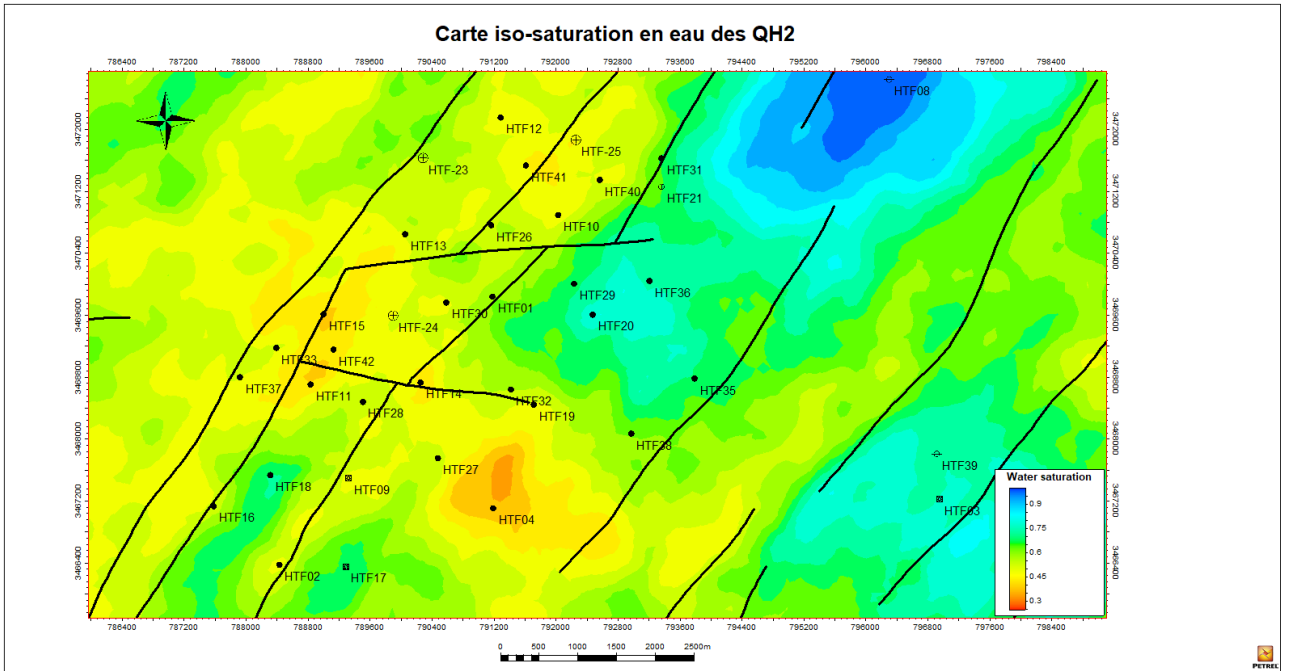


Figure 29- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH2.

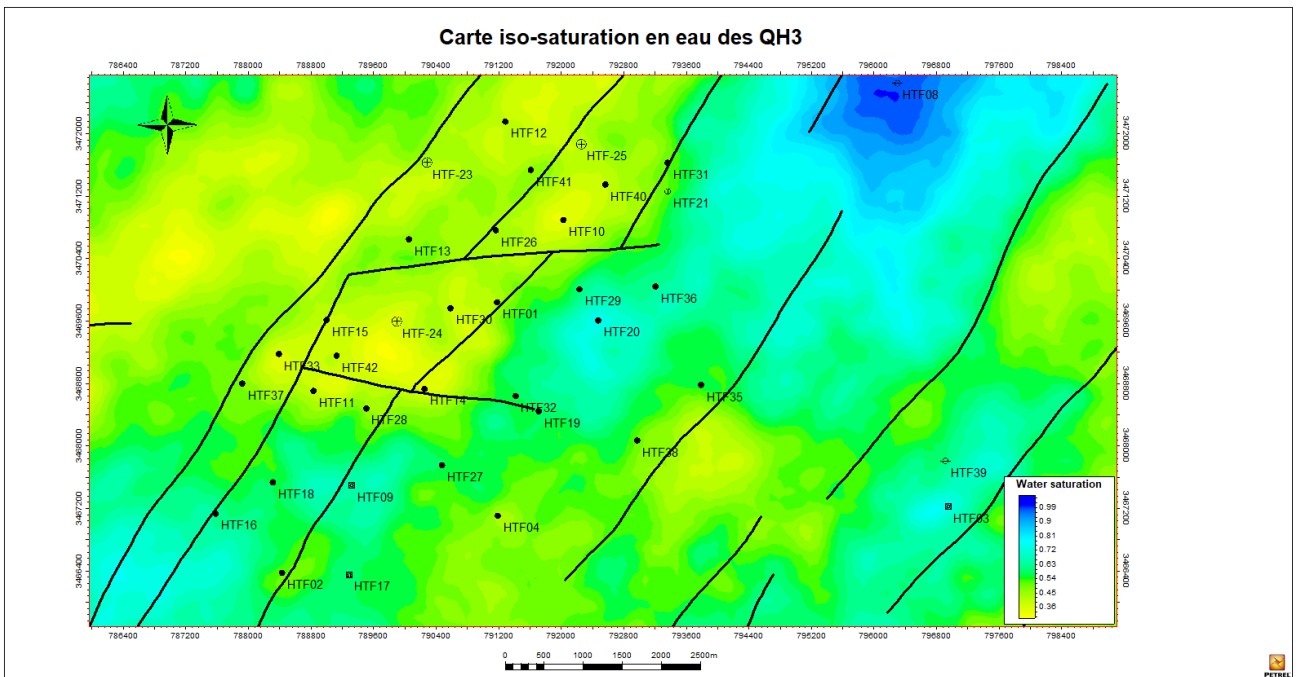


Figure 30- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH3.

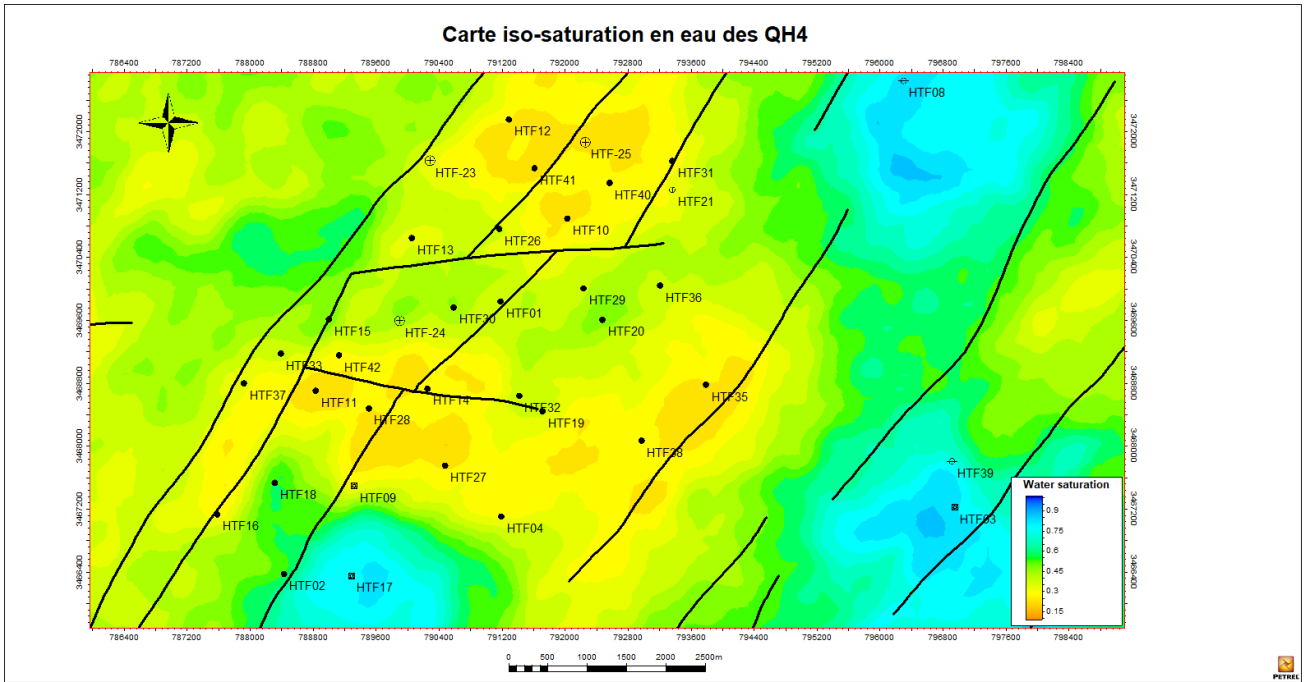


Figure 31- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH4.

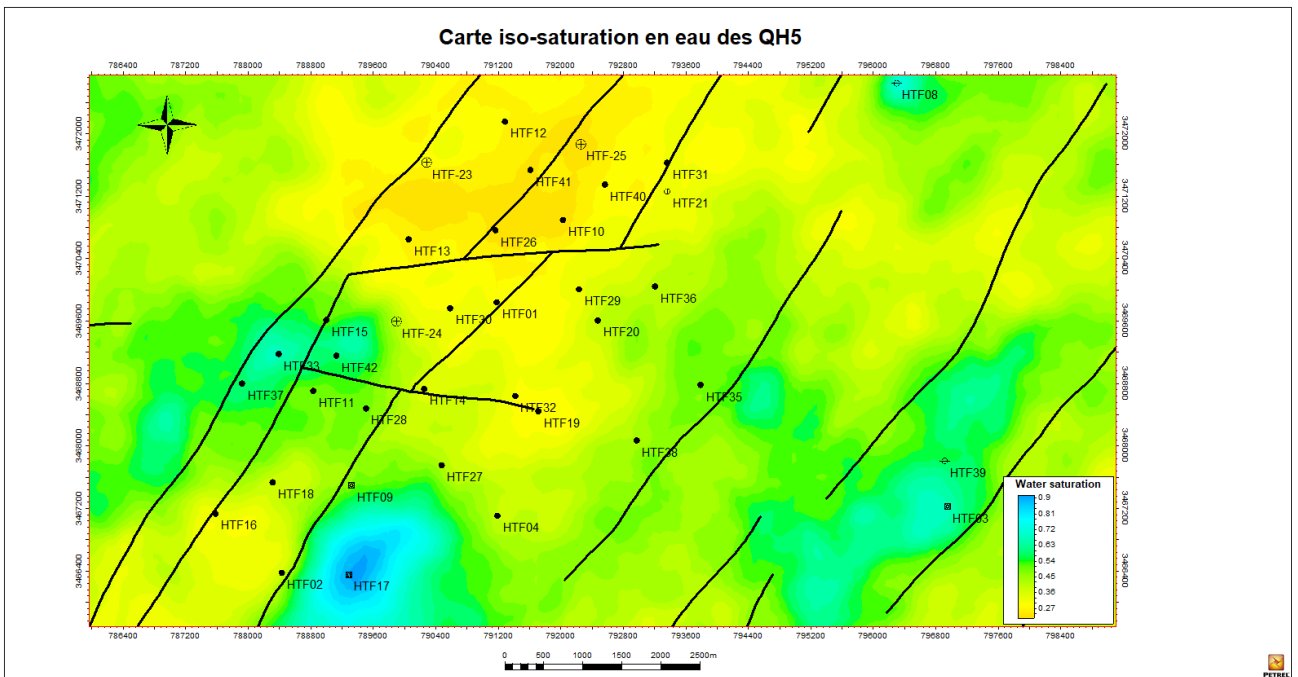


Figure 32- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH5.

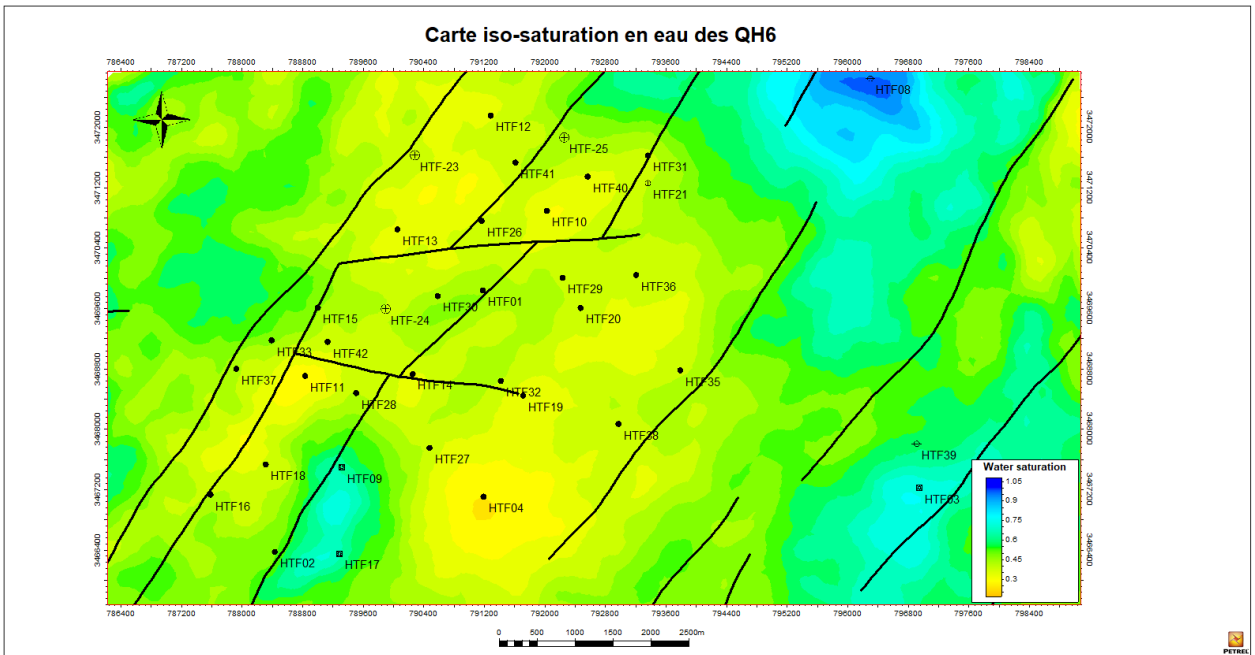


Figure 33- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH6.

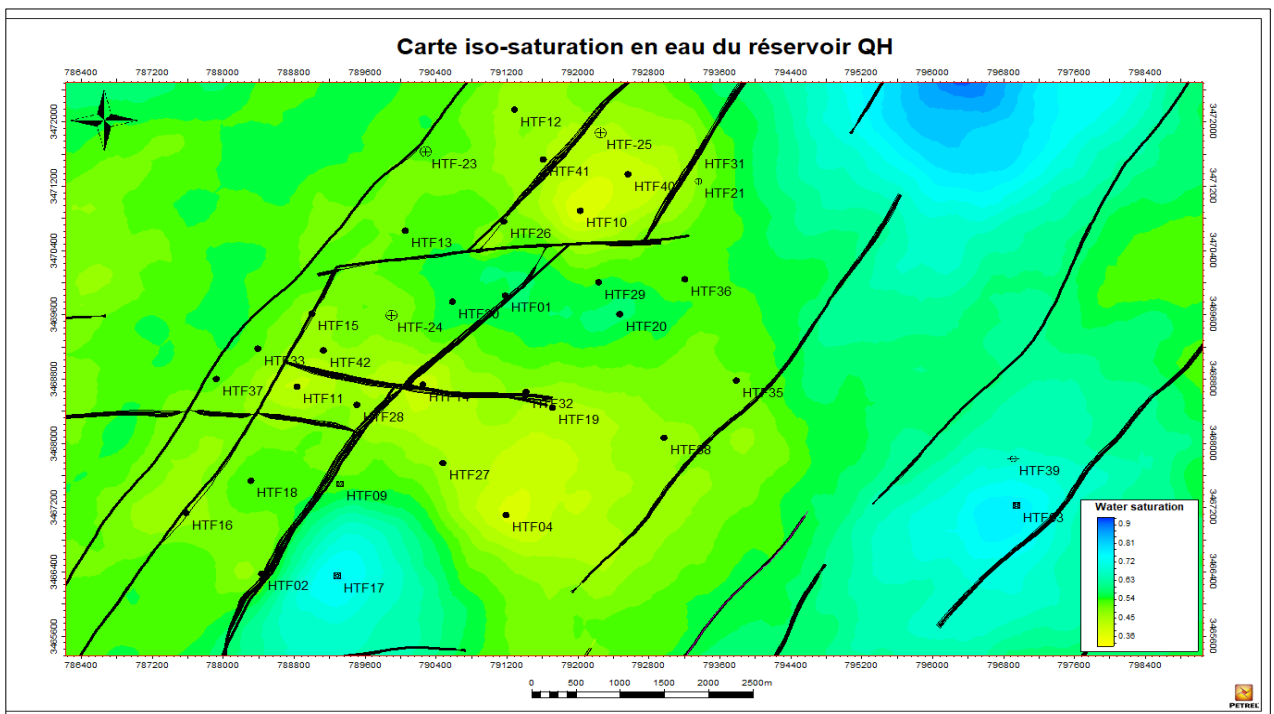


Figure 34- Carte en iso saturation du réservoir Quartzites El Hamra.

V.CONCLUSION

Les corrélations réalisées à partir de deux transects ainsi que les cartes en isopaques et isobathes montrent que le réservoir ordovicien présente une augmentation légère des épaisseurs contrôlé par la tectonique locale traduite par un horst au centre des transects élaborés. Par ailleurs, les paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité et saturation en eau), nous ont permis de montrer une parfaite relation entre les fortes valeurs de la porosité et de la perméabilité et les faibles valeurs de la saturation en eau au centre du champ des Quartzites El Hamra. Notons, que la zone la plus productrice des hydrocarbures se situe au centre du champ étudié.

**Troisième chapitre : ESSAI DE MODELISATION DU
RESERVOIR**

Troisième chapitre : ESSAI DE MODELISATION DU RESERVOIR

I. INTRODUCTION

Le dernier chapitre de ce travail de master est consacré à un essai de modélisation du réservoir ordovicien des Quartzites El Hamra du champ de Hassi Terfa. Il s'agit ici de traiter les datas de cinquante-neuf (59) puits pour construire un modèle géologique basée sur la structure et l'étude des paramètres pétrophysiques. A savoir, la porosité, la perméabilité et enfin la saturation en eau.

II. DIFFERENTES ETAPES DE LA MODELISATION

Le modèle 3D proposé est structuré en plusieurs étapes (Fig. 35) par le logiciel *Petrel*. A titre d'exemple: Data Import; Input Data Editing; Well Correlation; Fault Modeling; Pillar Gridding; Vertical Layering; Petrophysical Modeling

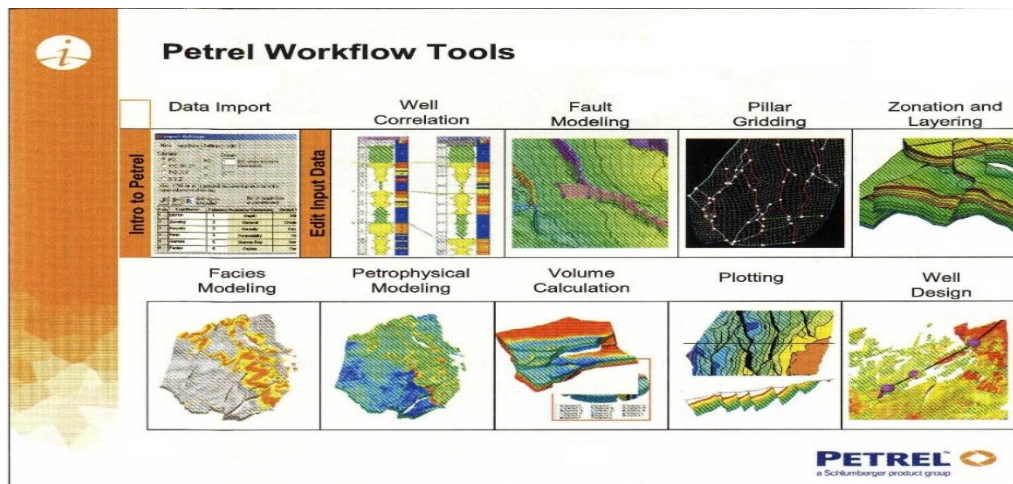


Figure 35- Différentes étapes de travail sur Petrel (d'après HASSAN, 2013).

Par la suite et après importation des données sous forme LAS et ASCII sur *Petrel* (Tabl. 1), une modification des données d'entrée est nécessaire.

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

Tableau 1-Types de données *Petrel* avec leurs formats, catégories et domaines (d'après HASSAN, 2013).

III. ELABORATION DES MODELES

Pour commencer les données géographiques (coordonnées géographiques UTM et altitudes) des puits considérés, les données des toits (top) des formations traversées, les données de la sismique et logs diagraphiques seront utilisés avec prudence. Notons que le premier modèle consiste à la position des puits en 3D (Fig. 36).

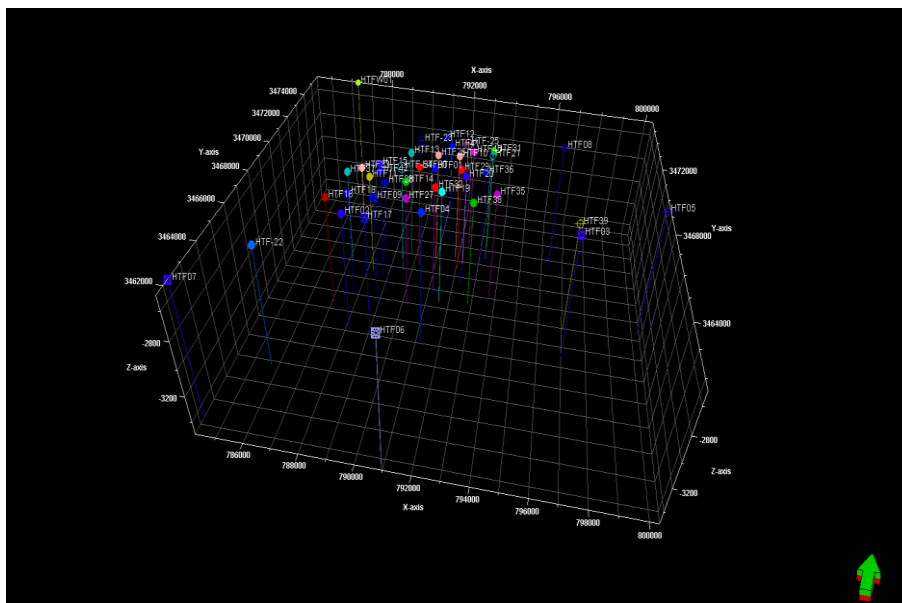


Figure 36- Position des puits en 3D du champ de Hassi Terfa.

A. Modèle structural du réservoir

Le modèle structural élaboré à la base du top de la formation des Quartzites El Hamra avec un profondeur de 3050m au toit à 3350m à la base. Le contact OWC (contact huile-d'eau) est localisé à 3283m au toit à 3457m à la base.

nécessite la génération de piliers clés (dite piliers de failles)(Fig. 37) définissant la pente et la forme des failles (SCHLUMBERGER, 2013). Par la suite, on passe par le processus du maillage de piliers afin de générer la grille 3D. Il s'agit d'une grille de squelette (Top, Mid et Base), attaché aux piliers clés. (Fig. 38)(HASSAN, 2013).

La dernière étape consiste à insérer à partir des logs numériques, les niveaux lithostratigraphique (QH1, QH2, QH3, QH4, QH5 et QH6) ainsi que la discordance hercynienne (DH) dans la grille des piliers et celle du maillage verticale (Fig. 39). Notons que pour les zones faillées, les niveaux stratigraphiques sont masqués.

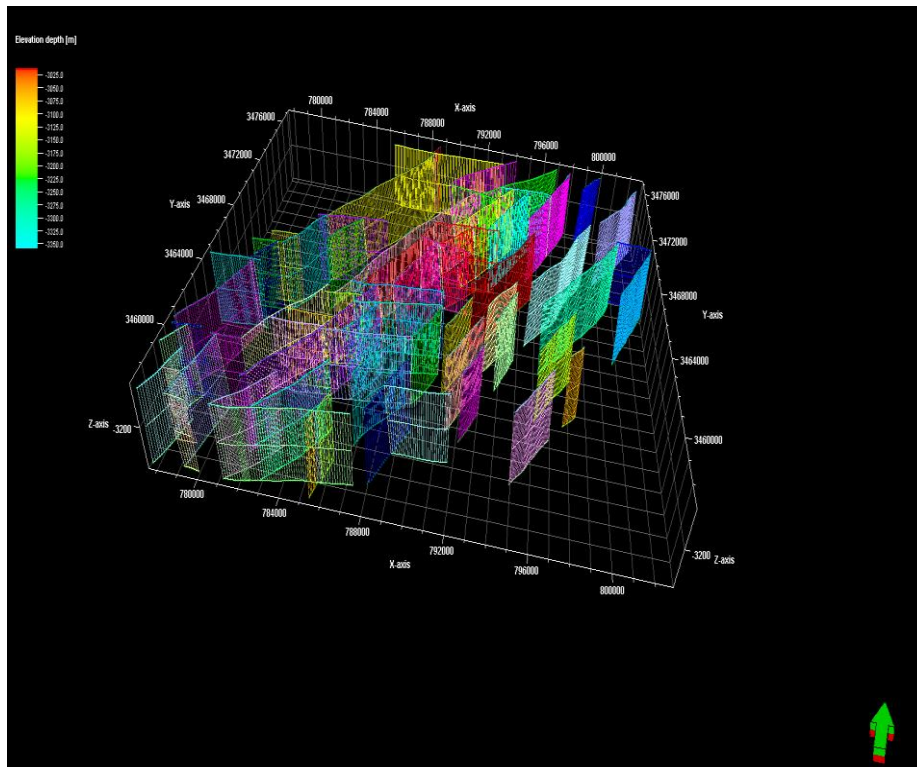


Figure 37- Modèle 3D des failles du champ de Hassi Terfa.

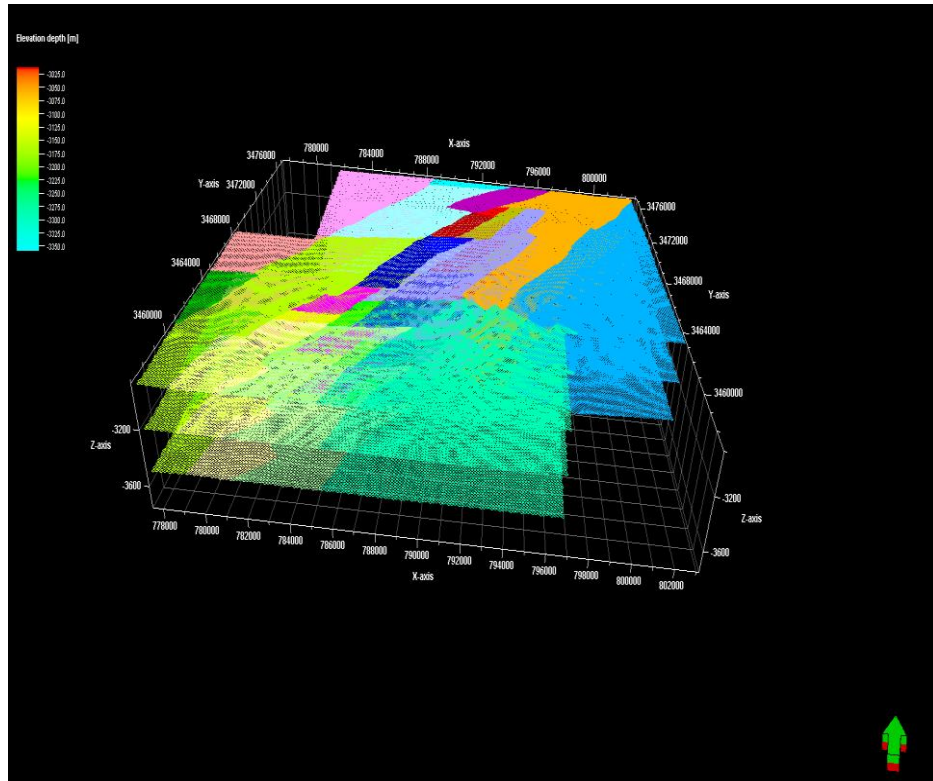


Figure 38- Piliers de maillage (Pillar Gridding) 3D du champ de Hassi Terfa.

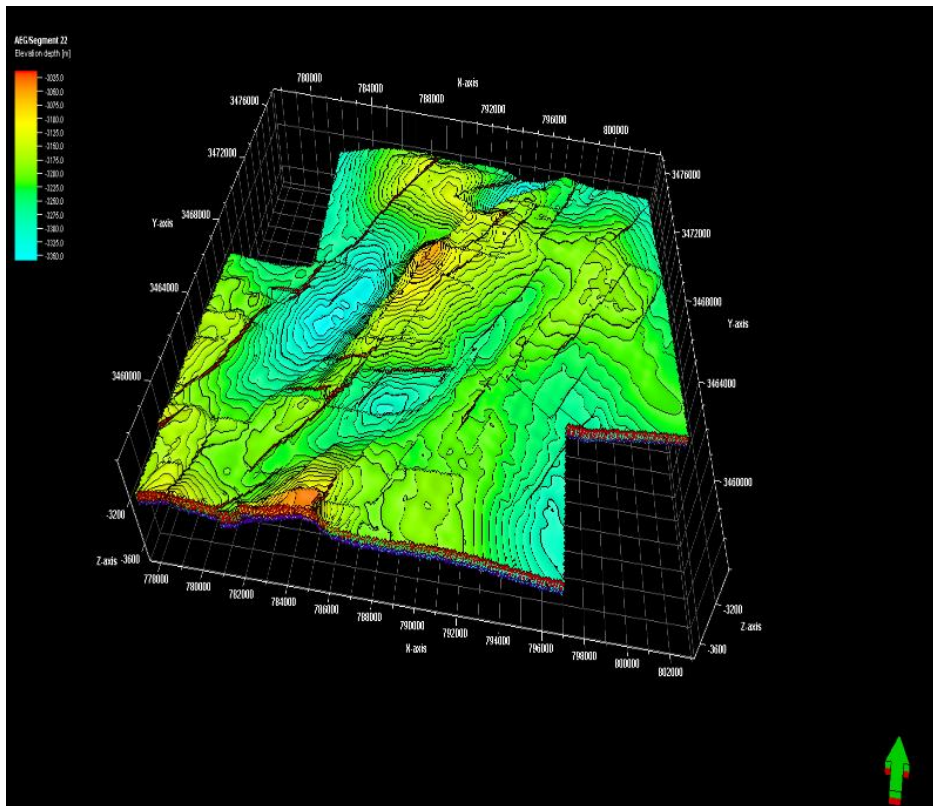


Figure39- Modèle géologique 3D du champ de Hassi Terfa.

La lecture du modèle structurale suggère une tectonique cassante traduite par des failles locales conjuguées (Fig. 37 et 39) :

-Failles sub-verticales orientées NE-SW : ce sont les failles les plus dominante dont les plus importantes sont observées dans la partie centrale du réservoir.

-Failles orientées E-W : elles recoupent les failles précédentes et se localisent uniquement dans la partie centrale et orientale du champ. Ces failles déplacent les failles sub-verticales en donnant des blocs basculés formant des grabens et des horsts.

B. Modélisation des propriétés pétrophysiques

La modélisation par simulation gaussienne des paramètres pétrophysique, élaborée à partir des données des logs numériques de la porosité, perméabilité et saturation en eau permet de mieux comprendre l'évolution spatiale de ces paramètres (BELHAMEUR, 2019).

1. Modèle d'iso-porosité

Le modèle d'iso-porosité révèle que la zone la plus poreuse est localisée généralement dans la partie centrale du champ de Hassi Terfa où elle montre une amélioration des valeurs du Sud vers le Nord. Les autres parties du champ enregistrent des valeurs homogènes et moyennes (Fig. 40).

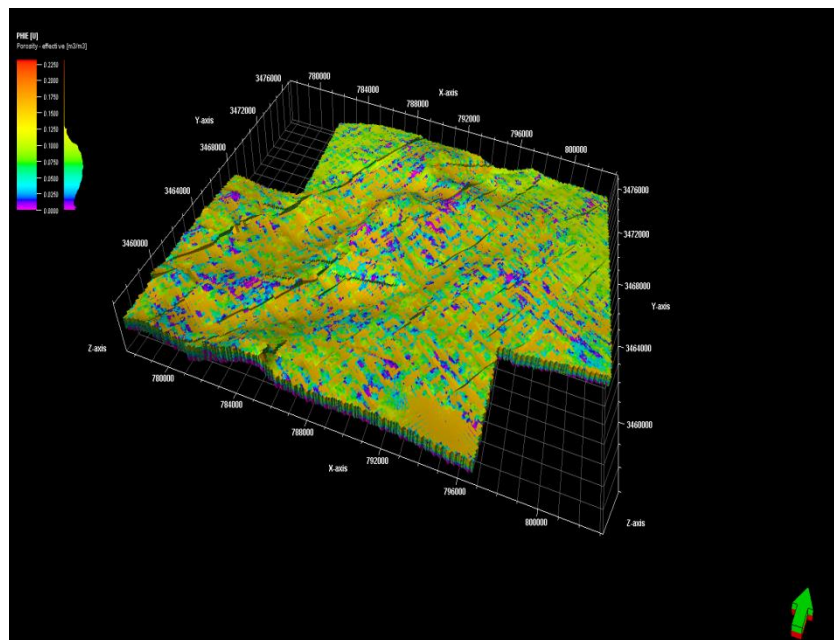


Figure 40- Modèle 3D d'iso-porosité du champ de Hassi Terfa.

2. Modèle d'iso-perméabilité

L'interprétation du modèle d'iso-perméabilité montre que la perméabilité est bonne dans la partie centrale du champ de Hassi Terfa. Il est à noter que la partie centrale est affectée par de nombreuses failles de direction NE-SW ou E-W. Les autres parties du champ montrent généralement des valeurs moyennes (Fig. 41).

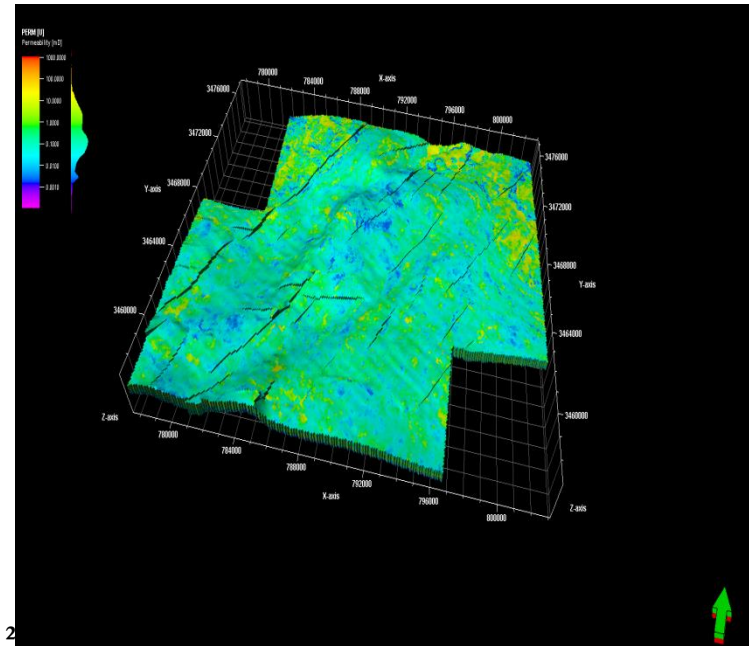


Figure 41- Modèle 3D d'iso-perméabilité du champ de Hassi Terfa.

3. Modèle d'iso saturation

A la différence des deux modèles précédents, ce modèle montre que les valeurs les plus faibles en saturation en eau sont enregistré dans la partie centrale du champ de Hassi Terfa ce qui indique une parfaite relation entre ce paramètre et celles de la porosité et de la perméabilité (Fig. 42).

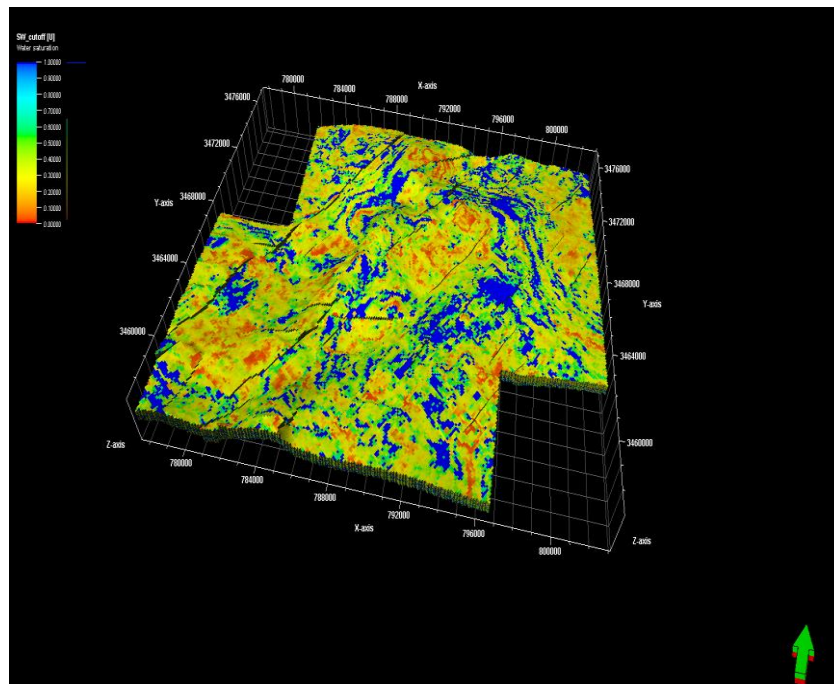


Figure 42-Modèle 3D d'iso-saturation en eau du champ de Hassi Terfa.

III. CONCLUSION

Le modèle structural réalisé nous a montré que le réservoir du Quartzites El Hamra du champ de Hassi Terfa est traversée par plusieurs failles de deux directions bien distinctes : la première NE-SW est la plus dominante. Par contre, la seconde E-W elle recoupe la précédente formant ainsi des horsts et des grabens.

L'interprétation des données des paramètres pétrophysiques montre une parfaite relation avec le modèle structural. En d'autres termes, la zone centrale, la plus fracturée du champ a des valeurs importantes en porosité et perméabilité et des valeurs faibles en saturation en eau. Contrairement aux zones moins fracturées qui montrent des valeurs faibles en porosité et perméabilité et des valeurs importantes en saturation en eau.

A la fin, nous constatons que la partie centrale du champ de Hassi Terfa est la partie la plus intéressante au point de vue de la recherche pétrolière dans cette zone.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Pour conclure ce modeste travail, nous résumons les principaux résultats de ce travail, qui sont comme suit :

- L'interprétation des cartes en isopaque et en isobathe et les corrélations lithostratigraphiques réalisées selon deux transects de direction N-S et E-W à montrer une augmentation des épaisseurs de l'ordre de 15 m ainsi que la structuration du réservoir en système de horst et graben.
- L'analyse des résultats du modèle structural réalisé à partir des données de cinquante-neuf (59) puits, montre une densité des fractures très importantes dans la partie centrale du champ. Ces failles sont représentées en deux directions bien distinctes ; la première direction NE-SW est la plus dominante. Cependant la seconde direction E-W est considérée comme secondaire et elle recoupe les failles précédentes. Notons que la productivité de réservoir dépend principalement de la fissuration qui joue un rôle d'améliorer la perméabilité et permet de l'écoulement des hydrocarbures.
- L'élaboration du modèle 3D des paramètres pétrophysiques (porosité, la perméabilité et saturation en eau) des niveaux lithostratigraphiques du réservoir nous a permis de comprendre l'évolution spatiale de ces trois principaux paramètres. En effet, l'interprétation des cartes en iso-porosité, iso-perméabilité et iso-saturation en eau montre clairement que la porosité et la perméabilité présentent des valeurs généralement fortes dans la partie centrale du champ. Contrairement aux autres parties où on enregistre des valeurs faibles à moyennes. Cependant la saturation en eau est faible dans la partie médiane du champ et plus précisément au niveau de la zone de la concentration des fractures. Les autres parties du champ présentent des fortes valeurs.
- Enfin, les paramètres pétrophysiques montrent une parfaite relation avec le modèle structural où la densité des fractures et les valeurs des paramètres sont homogènes. La partie centrale la plus fracturée coïncide parfaitement avec les fortes valeurs de perméabilité et porosité d'une part et les faibles valeurs de la saturation en eau d'autre part. Notons, que la zone centrale du champ de Hassi Terfa est considérée comme étant la plus intéressante au point de vue de la recherche pétrolière.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

BELAHMEUR S. (2019)- Reservoir Modeling. *Rapport inédit SONATRACH*, 241 pages.

BELAHMEUR S. (2017)- Geostatistics For reservoir characterization. *IAP. SONATRACH*, 202 pages.

DEGOLYER & MACNAUGHTON. (2008)- Report on the selected periphery fields of the Hassi Messaoud. Region, Algeria. Volume III. Hassi Terfa and Hassi Dzabat fields.

HASSAN S. N. (2013)- Petrel static modeling Department of Petroleum Geology and Sedimentology. *King Abdulaziz University Saudi Arabia*.

HOMER A. (1967)- Précision sur la lithologie et la sédimentologie des grés du cambrien (Ri+Ra). *Edition Technip. SONATRACH / BEĪCIP-FRANLAB (inédit)*.

SCHLUMBERGER (2013)- Petrel structural modeling. Training and exercise guide. 429 pages.

SONATRACH. (2005)- La stratigraphie du champ de Hassi Messaoud. *Rapport interne, Division Exploration*. 35p.

WELL EVALUATION CONFERENCE ALGÉRIE. (2007)- Rapport inédit. 536 pages.

LISTE DES FIGURES

LISTE DES FIGURES

	Pages
Figure 1- Situation géographique du bassin de Hassi Messaoud (d'après SONATRACH, 2005, modifié).	10
Figure 2- Situation géographique du champ de Hassi Terfa. (d'après WEC 2007, modifié).	10
Figure 3- Coupe Stratigraphique du Champ de Hassi Messaoud(d'après SONATRACH, 2005, modifié).	11
Figure 4- Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud (d'après WEC, 2007).	15
Figure 5- Colonne Lithostratigraphique type du champ de Hassi Terfa (D'après DEGOLYER & MACNAUGHTON, 2008, modifié).	16
Figure 6- Carte structurale du champ de Hassi Terfa.	17
Figure 7- Position des puits utilisés dans le champ de Hassi Terfa.	18
Figure 8- Coupe synthétique du Transect Nord- Sud.	20
Figure 9- Coupe synthétique du Transect Est- Ouest.	20
Figure 10- Corrélation entre les puits HTF17-HTF9-HTF28-HTF24-HTF13-HTF23.	21
Figure.11- Corrélation entre les puits HTF37-HTF33-HTF15-HTF24-HTF30-HTF01-HTF29-HTF36.	22
Figure 12- Carte en isobathes au toit de la formation Quartzites El Hamra.	23
Figure 13- Carte isopaques au niveau des Quartzites El Hamra.	24
Figure 14- Carte en iso-porosité du niveau QH1.	25
Figure 15- Carte en iso-porosité du niveau QH2.	26
Figure 16- Carte en iso-porosité du niveau QH3.	26
Figure 17- Carte en iso-porosité du niveau QH4.	27
Figure 18- Carte en iso-porosité du niveau QH5.	27
Figure 19- Carte en iso-porosité du niveau QH6.	28
Figure 20- Carte en iso-porosité du réservoir Quartzites El Hamra.	28
Figure 21- Carte en iso-perméabilité du niveau QH1.	30
Figure 22- Carte en iso-perméabilité du niveau QH2.	30
Figure 23- Carte en iso-perméabilité du niveau QH3.	31
Figure 24- Carte en iso-perméabilité du niveau QH4.	31
Figure 25- Carte en iso-perméabilité du niveau QH5.	32
Figure 26- Carte en iso-perméabilité du niveau QH6.	32
Figure 27- Carte en iso-perméabilité du réservoir Quartzites El Hamra.	33
Figure 28- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH1.	34

	Pages
Figure 29- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH2.	35
Figure 30- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH3.	35
Figure 31- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH4.	36
Figure 32- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH5.	36
Figure 33- Carte en iso-saturation en eau du niveau QH6.	37
Figure 34- Carte en iso saturation du réservoir Quartzites El Hamra.	37
Figure 35- Différentes étapes de travail sur Petrel (d'après HASAN, 2013).	39
Figure 36- Position des puits en 3D du champ de Hassi Terfa.	40
Figure 37- Modèle 3D des failles du champ de Hassi Terfa.	41
Figure 38- Piliers de maillage (Pillar Gridding) 3D du champ de Hassi Terfa.	42
Figure 39- Modèle géologique 3D du champ de Hassi Terfa.	42
Figure 40- Modèle 3D d'iso-porosité du champ de Hassi Terfa.	43
Figure 41- Modèle 3D d'iso-perméabilité du champ de Hassi Terfa.	44
Figure 42- Modèle 3D d'iso-saturation en eau du champ de Hassi Terfa.	44

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES TABLEAUX

	Pages
Tableau 1- Types de données <i>Petrel</i> avec leurs formats, catégories et domaines (d'après HASSAN, 2013).	40

MEMOIRE DE MASTER

Type de Master : Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géo-Ressources

Titre du mémoire : Modélisation d'un réservoir d'âge ordovicien du champ de Hassi Terfa (Hassi Messaoud).

Auteurs : Mustapha DERROUICHE

Résumé

Faisant partie de la plate-forme saharienne, le champ de Hassi Terfa, localisé au Sud du bassin de Hassi Messaoud montre un potentiel pétrolier important au niveau de la formation des Quartzites El Hamra d'âge ordovicien. Ledit champ fera l'objet ici d'une étude basée sur les corrélations lithostratigraphiques et l'élaboration d'un modèle structural et un autre sur les caractéristiques pétrophysiques.

Ainsi, à partir des données de cinquante-neuf (59) puits et l'utilisation du logiciel *Petrel*, le model structural proposé montre une densité des fractures subverticales recoupées par d'autres subhorizontales. Elles sont localisées dans la partie centrale du champ. Par ailleurs, les corrélations réalisées montrent à partir de deux transects que le réservoir présente une légère

augmentation des épaisseurs contrôlées par la tectonique locale et/ou régionale.

En outre, le model pétrophysique basé sur la réalisation de plusieurs cartes en iso-porosité, iso-perméabilité et iso-saturation en eau montrent une parfaite relation avec le modèle structural. En d'autres termes, la zone la plus fracturée du champ (partie centrale) présente des valeurs importantes en porosité et perméabilité et des valeurs faibles en saturation en eau. Quant aux zones moins fracturées, les valeurs sont faibles en porosité et en perméabilité contrairement à la saturation en eau qui montre des valeurs importantes.

Enfin, nous constatons que la partie centrale du champ de Hassi Terfa est la plus productrice en matière d'autre exploration et exploitation pétrolière.

Mots clés : Champ ; Hassi Terfa ; Quartzites ; Model structural ; Corrélations ; Model pétrophysique ; Porosité ; Perméabilité ; Saturation en eau.