

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme de Master

Présenté par :

RICHE Nabil

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

**Etude et Caractérisation du Réservoir F6 Champ d'Acheb
Ouest-Krebb
Bassin d'Ilizi**

Devant le jury :

ZELLOUF. K	MC-B	UMBB	Président
SADAOUI. M	Prof	UMBB	Promoteur
CHAOUCHI. R	Prof	UMBB	Co- Promoteur
YAHIAOUI. L	MA-B	UMBB	Examinatrice

Remerciements

Je remercie en premier lieu le bon Dieu, le tout puissant qui a éclairé mon chemin, et ma donnée le courage, la force et la patience pour achever ce travail.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon promoteur, Monsieur Moussa Sadaoui, Professeur, au niveau de la FHC/UMBB, d'avoir accepté de diriger ce travail avec beaucoup de patience, je le remercie pour ses orientations, ses conseils et tout le soutien qu'il m'a apporté, Je lui témoigne ici toute ma gratitude.

Je souhaiterais également remercier Monsieur Amrouche Fouad, Division (PED) SONATRACH, de m'avoir donné l'opportunité de travailler sur ce thème, ainsi pour son aide précieuse et ses conseils avisés.

Je tiens également à faire part de ma reconnaissance à mes enseignants qui, au long de ces années passées à la FHC, ont contribué à notre formation et nous ont guidées sur les chemins de la Géologie.

Un grand merci à tous mes camarades du groupe MAGL14 avec les quels j'avais partagé des moments inoubliables.

RICHE Nabil

Dédicace

Je dédie ce travail

A ma femme, l'espoir de ma vie, qui me donne la force de continuer, toujours à mes côtés, pour m'encourager, ainsi que pour sa présence et son soutien.

A mes Chers parents.

A mes enfants *Tadj Eddine, Rítadj et le poussin Rassime*.

À l'âme du défunt Mon oncle Ahmed et mon frère Abd Wahab

A tous ma famille et la famille de ma femme.

A toute Personne qui m'a aidé de loin ou de près pour réaliser ce mémoire.

Sommaire

Introduction générale :	1
-------------------------------	---

Chapitre I : Généralités Sur Le Bassin D'illizi

I. Cadre régional :	2
I.1 Situation géographique du Bassin d'illizi :	2
I.2 Situation géologique du Bassin d'illizi :	3
I.3 Historique de l'exploration dans le bassin d'illizi :	4
II. Cadre géologique :	6
II.1 Lithostratigraphie du bassin d'illizi :	7
II.1.1 Le Paléozoïque :	7
II.1.1.1 Le Cambrien :	7
II.1.1.2 L'Ordovicien :	7
II.1.1.3 Le Silurien :	8
II.1.2 Le Dévonien :	9
II.1.3 Le Carbonifère :	9
II.2 Aperçu paléogéographique :	11
II.2.1 Au Paléozoïque :	11
II.2.1.1 Au Cambrien:	11
II.2.1.2 A l'Ordovicien:	11
II.2.1.3 Au Silurien :	11
II.2.1.4 Le Dévonien inférieur gréseux :	11
II.2.1.5 Le Dévonien inférieur argileux gréseux (Emsien) :	11
II.2.1.6 Au Dévonien moyen et supérieur :	11
II.2.1.7 Au Carbonifère :	12
II.2.2 Au Mésozoïque :	12

II.2.3	Le Cénozoïque :	12
II.3	Aspect structurale du bassin :	12
II.3.1	Les principaux éléments structuraux du bassin d'Ilizi :	12
II.3.2	Tectonique et évolution structurale :	15
II.3.2.1	L'orogénèse panafricaine :	15
II.3.2.2	Mouvements distensifs du cambro-ordovicien et mise en place de la couverture sédimentaire :	15
II.3.2.3	L'orogénèse tectonique :	15
II.3.2.4	L'orogénèse calédonienne :	16
II.3.2.4.1	La phase de distension du Dévonien inférieur :	16
II.3.2.4.2	Les mouvements du dévonien moyen et supérieur :	16
II.3.2.5	L'orogénèse hercynienne (Permo-Carbonifère) :	16
II.3.2.6	Les mouvements des phases antérieures du Tertiaire:	16
II.4	Aspect pétrolier du bassin :	19
II.4.1	Les roches mères :	19
II.4.2	Les roches réservoirs :	19
II.4.3	Les roches couvertures :	20
II.4.4	Les Pièges :	20
II.4.5	Migration et piégeage des hydrocarbures :	20

ChapitreII:Généralités Sur Le Champ d'Acheb Ouest-Krebb

I.	Introduction :	22
II.	Périmètre d'exploitation propose :	22
II.1	Historique du gisement :	23
II.2	Evaluation géophysique :	24
II.2.1	Base de données sismiques :	24

II.2.2	Horizons sismiques :	25
II.3	Interprétation sismique :	26
II.3.1	Carte en isochrones :	26
II.3.2	Conversion temps profondeur (Carte en isobathes) :	27
II.3.2.1	Commentaire sur les cartes en isobathes :	28
II.3.3	Incertitudes géophysiques :	28
II.4	Evolution structural :	29
II.5	Evolution stratigraphie :	29
II.5.1	Le carbonifère :	29
II.5.2	Le Dévonien :	29
II.5.2.1	Le Dévonien supérieur (réservoir F2) :	29
II.5.2.2	Dévonien inférieure :	30
II.5.3	Le Silurien argileux gréseux ou F6 inférieure :	30
III.	Intérêt pétrolier :	32
III.1	Les Roches Réservoirs :	32
III.1.1	Carbonifère :	32
III.1.2	Dévonien :	32
III.1.2.1	Dévonien supérieure F2 :	32
III.1.2.2	Dévonien inférieure :	32
III.1.3	Silurien (Silurien "argilo-gréseux" au F6 inférieure):	32

**Chapitre III: Etude Et Caractérisation Du Réservoir F6 Champ
d'Acheb Ouest-Krebb**

I.	Description générale du réservoir F6 :	33
II.	Caractérisation et interprétation pétrophysique du réservoir F6 :	33
II.1	Les corrélations diagraphiques :	37

II.1.1	Remarque :.....	38
II.1.2	Interprétation des corrélations diagraphiques:.....	40
II.2	Interprétation des cartes :	42
II.2.1	L'unité C3 :.....	42
II.2.1.1	La carte structurale au toit de l'unité C3 :.....	42
II.2.1.2	La carte en isopaques l'unité C3 :.....	43
II.2.1.3	La carte en isopaques utile de l'unité C3 :	44
II.2.1.4	Carte en iso porosité de l'unité C3 :.....	45
II.2.1.5	Carte en iso perméabilité de l'unité C3 :.....	46
II.2.1.6	Carte en iso saturation en eau (SW) de l'unité C3 :.....	47
II.2.1.7	Conclusion sur l'unité C3 :.....	48
II.2.2	L'unité C2 :.....	48
II.2.2.1	Les cartes en isopaques et isopaques utile l'unité C2 :.....	48
II.2.3	L'unité B1 :.....	50
II.2.3.1	Les cartes en Isopaques et isopaques utile du F6-B1 :.....	50
II.2.3.2	Carte en iso porosité de l'unité B1 :.....	52
II.2.3.3	Carte en iso perméabilité de l'unité B1 :.....	53
II.2.3.4	Carte en iso saturation en eau (SW) de l'unité B1 :.....	54
II.2.3.5	Conclusion sur l'unité B1 :.....	55
II.2.4	L'unité A :	55
II.2.4.1	La carte structurale au toit de l'unité A :.....	55
II.2.4.2	Les cartes en isopaques utiles du F6-A :.....	56
II.2.4.3	Carte en iso porosité de l'unité A :.....	57
II.2.4.4	Carte en iso perméabilité de l'unité A :.....	58
II.2.4.5	Carte en iso saturation en eau(SW) de l'unité A :.....	59

II.2.4.6	Conclusion su L'unité A :	60
II.2.5	L'unité M2 :	60
II.2.5.1	La carte structurale au toit de M2 :	60
II.2.5.2	Les cartes en Isopaques du F6-M2 :	62
II.2.5.3	Carte en iso porosité de l'unité M2 :	64
II.2.5.4	Carte en iso perméabilité de l'unité M2 :	65
II.2.5.5	Conclusion su L'unité M2 :	66
II.3	Contacts des fluides :	66
II.3.1	Limite gaz huile :	66
II.3.2	Limite huile eau:	66
II.4	Pression et température d'origine :	67

Chapitre IV: Volume D'hydrocarbure en place

I.	Introduction:	68
II.	Calcul des réserves d'Huile :	68
II.1	Détermination des différents paramètres :	69
II.1.1	Calcul de la surface de la zone d'huile :	69
II.1.2	Evaluation de la porosité moyenne :	69
II.1.3	Calcul de l'épaisseur utile moyenne :	69
II.1.4	Coefficient moyen de saturation :	70
II.1.5	Coefficient de recalcule θ :	70
II.1.6	Les réserves d'huile en place:	72
II.1.7	Les réserves récupérables :	72
II.1.8	Conclusion :	73
III.	Calcul des réserves de Gaz :	74
III.1	Détermination des différents paramètres :	75

III.1.1	Calculé la surface productive :	75
III.1.2	Le coefficient de porosité ouverte :	75
III.1.3	L'épaisseur effective pétrolifère :	75
III.1.4	La saturation en gaz du gisement :	75
III.1.5	Les réserves récupérables :	76
I.	Conclusion générale :	77

Liste Des Figures :

Fig.N°1 : Carte de situation géographique du Bassin d' Illizi (Sonatrach PED 2003)

Fig.N°2 : Carte de situation géologique du Bassin d' Illizi (Sonatrach PED 2003)

Fig.N°3 : Coupe géologique régional du Bassin d' Illizi (Wec 2007)

Fig.N°4 : Carte géologique du Bassin d' Illizi (Wec 2007)

Fig.N°5 : Colonne Litho-stratigraphie du bassin d' Illizi (Wec 2007)

Fig.N°6: Carte structurale Anté-Mésozoïque (Sonatrach rapport, 2007)

Fig.N°7: Phases tectoniques majeures. (D'après Boujemaa 1987)

Fig.N°8: Modèle synthétique de l'évolution structurale du bassin d' Illizi (Sonatrach 1987)

Fig.N°9: Carte en Temps au toit du Dévonien F6A (Sonatrach PED 2003)

Fig.N°10: Carte en profondeur au toit du Dévonien F6A (Sonatrach PED 2003)

Fig.N°11 : Colonne stratigraphique Acheb Ouest-krebb (Wec 2007)

Fig.N°12 : Corrélation diagraphique à travers les puits (X-5, X-9, X-4, X-7, X-8, X-6, X-10, X-11, X-2, X-3 et X-1) du F6 champ d' Acheb Ouest-Krebb (Sonatrach PED 2003)

Fig.N°13 : Corrélation diagraphique a travers les puits (X-4 - X-7)

Fig.N°14 : Corrélation diagraphique a travers les puits (X-6 - X-10)

Fig.N°15 : Carte structurale au toit de l'unité C3

Fig.N°16 : Carte en isopaques au toit de l'unité C3

Fig.N°17 : Carte en isopaques utile de l'unité C3

Fig.N°18 : Carte en isoporosité de l'unité C3

Fig.N°19 : Carte en isoperméabilité de l'unité C3

Fig.N°20 : Carte en isosaturation en eau (SW) de l'unité C3

Fig.N°21 : Carte en isopaques de l'unité C2

Fig.N°22 : Carte en isopaques utile de l'unité C2

Fig.N°23 : Carte en isopaques de l'unité B1

Fig.N°24 : Carte en isopaques utile de l'unité B1

Fig.N°25 : Carte en isoporosité de l'unité B1

Fig.N°26 : Carte en isoperméabilité de l'unité B1

Fig.N°27 : Carte en isosaturation en eau (SW) de l'unité B1

Fig.N°28 : Carte structurale au toit de l'unité A

Fig.N°29 : Carte en isopaques utile de l'unité A

Fig.N°30 : Carte en iso porosité de l'unité A

Fig.N°31 : Carte en isoperméabilité de l'unité A

Fig.N°32 : Carte en isosaturation en eau (SW) de l'unité A

Fig.N°33 : Carte structurale au toit de l'unité M2

Fig.N°34 : Carte en isopaques de l'unité M2

Fig.N°35 : Carte en isopaques utiles de l'unité M2

Fig.N°36 : Carte en isoporosité de l'unité M2

Fig.N°37 : Carte en isoperméabilité de l'unité M2

Fig.N°38 : Carte en isobathes au toit de l'unité A

Liste DesTableaux :

Tableau.1 : Périmètre D'exploitation du Champ d 'Acheb Ouest (Sonatrach PED 2009)

Tableau.2 : Tableau d'équivalences entre unités CEP-SNREPAL et CREPS (Sonatrach PED 2003)

Tableau.3 : Coordonnées des puits et valeurs KB (Kelly Bushing2003)

Tableau.4 : Données des puits et valeurs pétrophysiques moyennes par unité

Tableau.5 : Les résultats d'évaluation des réserves en huile du champ d'Acheb West Krebb.

Introduction générale :

Le bassin d'Illizi d'une superficie de 108 424 km², est le siège d'un effort d'exploration assez important qui a débuté en 1956 avec la découverte d'Edjeleh. Depuis, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 d'appréciation ont été forés, avec un taux de succès de 23 %.

On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah...

Au cours de son histoire, le bassin d'Illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque.

Le Champ d'ACHEB Ouest Krebbse présente sous la forme d'un anticlinal d'axe NNW–SSE s'appuyant à l'ouest sur une faille de même orientation, sur le prolongement de la grande faille d'Ohanet, dont le compartiment Ouest est abaissé. La structure est également fermée au Sud par un jeu de failles secondaires presque perpendiculaires de direction NW–SE et NE–SW, le réservoir F6 est constituée par un ensemble argilo-gréseux découpé en trois horizon :

- Unité I
- Unité II
- Unité III

Pour lever l'incertitude sur les capacités actuelles du Dévono-Silurien (F6), une caractérisation avec étude des propriétés pétrophysiques et certains paramètres géologiques comme les épissures totale et utile, ainsi qu'une réévaluation des réservée avec comparaison des résultats de calcul obtenus et ceux réalisés par Sonatrach s'imposent.

A cet effet il nous a été proposé d'étudier et de caractériser le réservoir F6 du champ d'Acheb Ouest Krebb. Afin d'atteindre cet objectif, nous avons opté pour la méthodologie suivante :

- Généralités sur le bassin d'Illizi et le champ d'Acheb Ouest Krebb.
- Caractérisation et interprétation pétrophysiques du réservoir F6.
- Interprétation des corrélations diagraphiques.
- L'interprétation des différentes cartes de répartition des paramètres caractérisant le réservoir.
- Reestimation des réserves d'hydrocarbures en place.
- Et enfin une conclusion générale.

I. Cadre régional :

I.1 Situation géographique du Bassin d'Illizi :

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud orientale du Sahara Algérien. Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazéifères de l'Algérie, se situe entre les longitudes 6°E et 10°E, et les latitudes 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N.

Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est dont la plus grande partie se trouve en Algérie, couvrant ainsi une superficie de 108 424 Km² jusqu'au massif du Hoggar qui le borde au sud. (Fig.N°1)

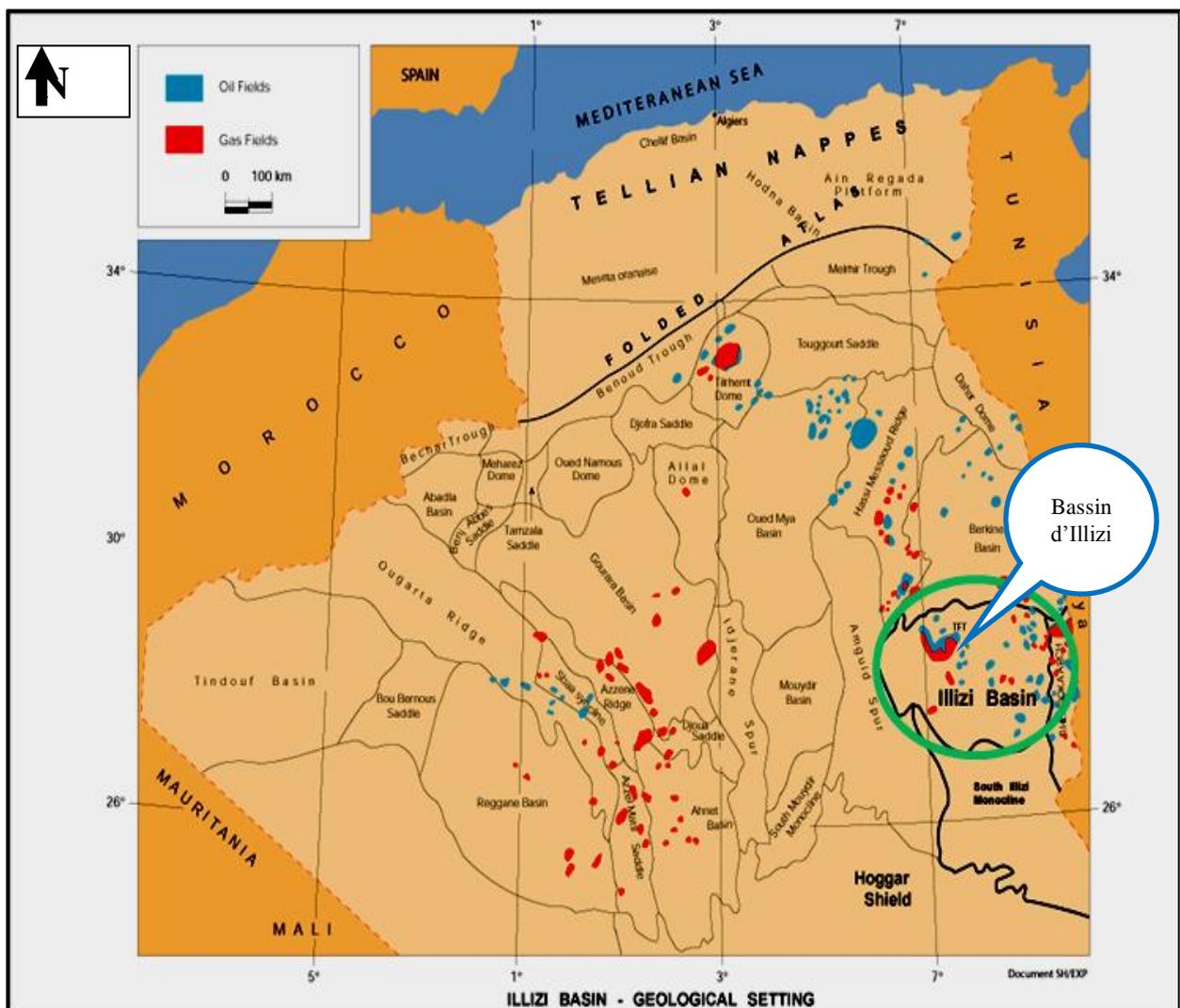


Fig.N°1 : Carte de situation géographique du Bassin d'Illizi (Sonatrach PED 2003)

I.2 Situation géologique du Bassin d'Ilizi:

Les mouvements tectoniques affectant la région durant la fin du Silurien et à travers le Dévonien inférieur ont participées à l'individualisation du bassin d'Ilizi. (Fig.N°2)

Le Bassin d'Ilizi est limité :

- ❖ Au Sud par les affleurements cambro-ordoviciens du Tassili N'Ajjer.
- ❖ A l'Est par le môle Tihemboka, qui le sépare du bassin de Hamra (Libye).
- ❖ A l'Ouest la dorsale d'Amguid El Biod le séparant du bassin de Mouydir.
- ❖ Et au Nord par le môle d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine.

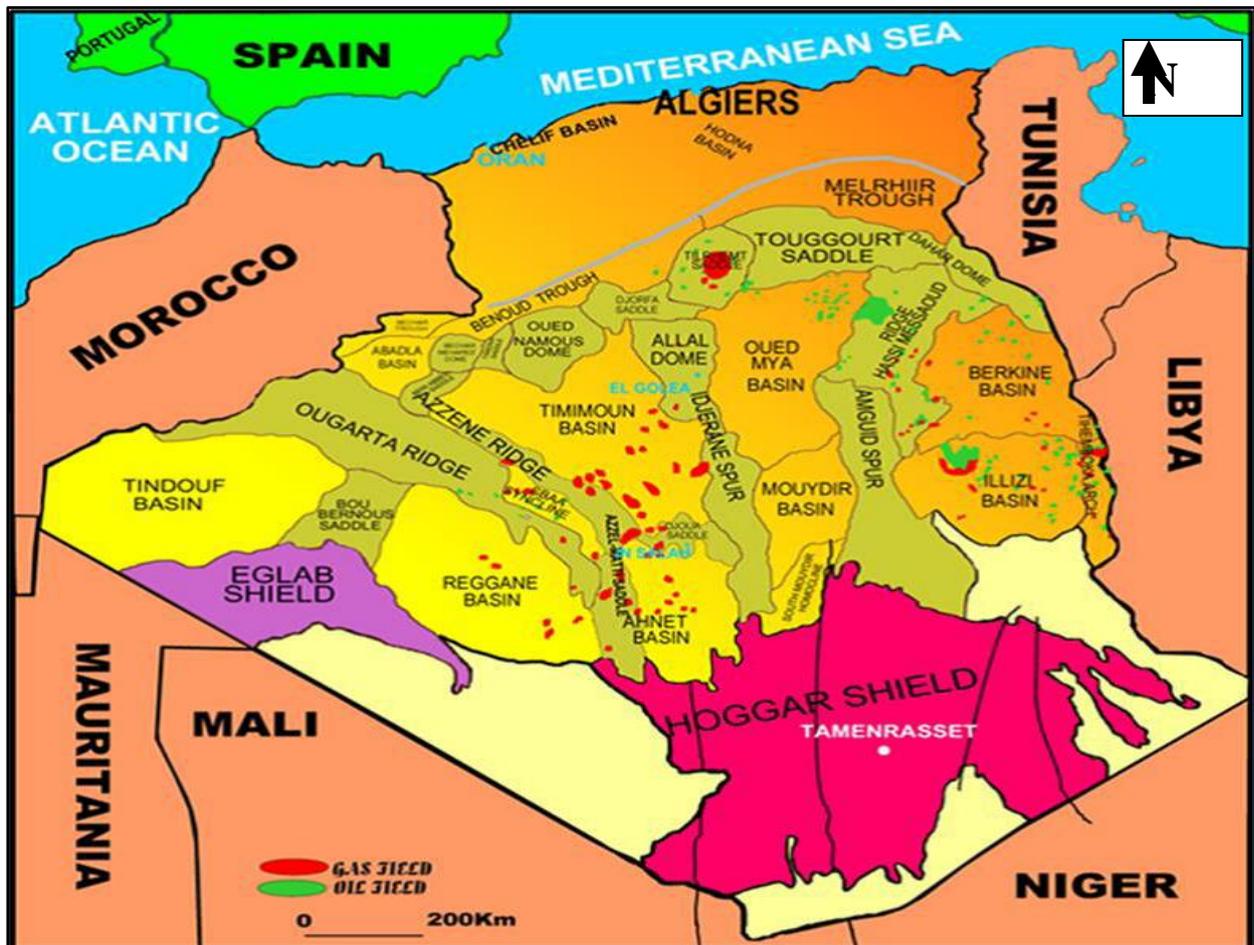


Fig.N°2 : Carte de situation géologique du Bassin d'Ilizi (Sonatrach PED 2003)

I.3 Historique de l'exploration dans le bassin d'illizi :

Les premiers travaux de recherche pétrolière en Algérie remontent au début du XX^{eme} siècle par les géologues explorateurs Français, C.Killian (1922) ou Italien, Desio (1936) et Rossi (1939). Ces précurseurs établirent les bases de la connaissance des bassins d'illizi et de Berkine. Les importantes études n'ont cependant débuté qu'après la seconde guerre mondiale vers 1946.

L'exploration s'est poursuivie avec l'introduction des permis de recherche pétrolière pendant les années 50. Les efforts se sont traduits par la découverte de Edjeleh (huile et gaz). Le gisement est situé dans le sud-est du bassin, il est suivi par la découverte d'huile et de gaz à Zarzartine, dans les réservoirs Carbonifère, F2 (Dévonien supérieur), F4 (Dévonien inférieur) et l'Ordovicien en 1957.

En 1958, l'exploration s'est poursuivie avec le forage de NIA-1 (Nord In Amenas) qui a mis en évidence du gaz dans le F6, le F4 et le F2 du Dévonien .

En 1961, le gisement de gaz à condensats d'ALRAR a été découvert avec le puits AL-1. Ce puits a mis en évidence du gaz dans les barres gréseuses du Givetian-Eifelian (F3) dans l'Ouest d'Alrar(Chaouchi et al. ,1989).Ce champ a été développé progressivement dans les dix ans qui suivent.

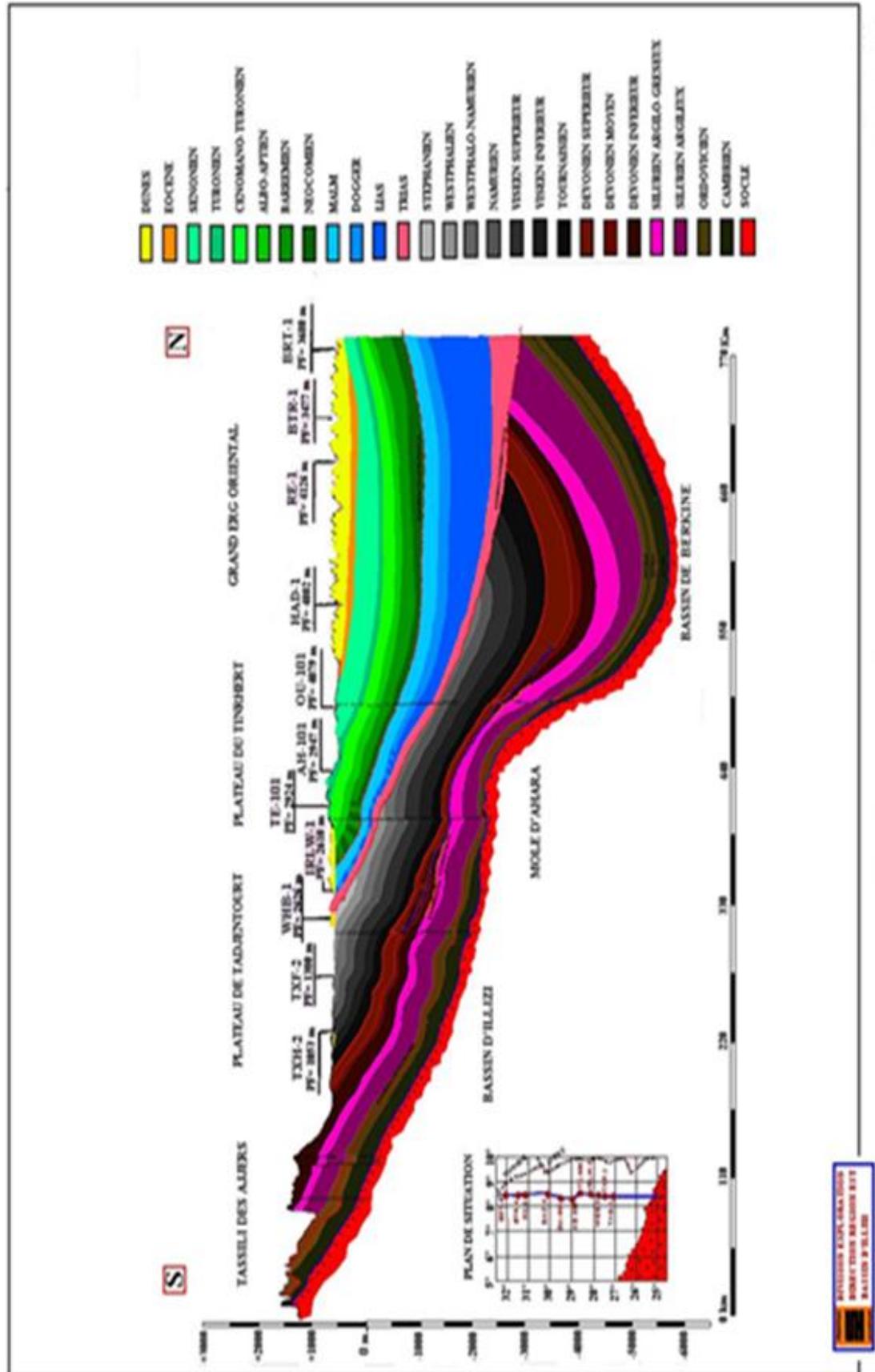
L'année 1962 a connu une intense activité d'exploration avec le forage de 6 puits (NIA-2, WIA-1, ALS-1-2, INA-1 et TGR-1) qui ont tous donnés des débits moyens à bons de gaz dans les réservoirs F2, F4 , F6 et Ordovicien.

En 1964 les forages NIA-3 et NTR-1 SE se sont révélés avec de bons indices de gaz et d'huile dans le réservoir F6.

Durant l'année 1980 le forage de ISE-1 (In Issane) a montré de très faibles débits de gaz et de gazoline dans l'Ordovicien qui s'expliquent par la faible perméabilité du réservoir. TRGE-1 a été foré en 1991, ses résultats étaient médiocres, et n'a débité que 34 m³/h de gaz et des traces de huile à cause des mauvaises caractéristiques pétrophysiques du réservoir (Siluro-Dévonien) (R. Fred 1992).

Durant la dernière décennie, les activités d'exploration ont été intensifiées dans le bassin d'illizi et avec l'introduction de nouvelles techniques surtout dans le domaine de l'acquisition de la sismique et du processing, et aussi dans le domaine du forage, des découvertes ont été enregistré à travers tout le bassin. Au total plus de 413 puits d'exploration et 281 puits d'évaluation ont été foré avec un pourcentage de réussite de 23% (Sonatrach 2007).

Fig.N°3 : Coupe géologique régionale du Bassin d'illizi (Wec 2007)



II. Cadre géologique:

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plateforme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synclise qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest : les bassins de Kufra, de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf (Algérie). L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains (600 Ma). Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinrhert. A son extrême Sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar. (Fig.N°4)

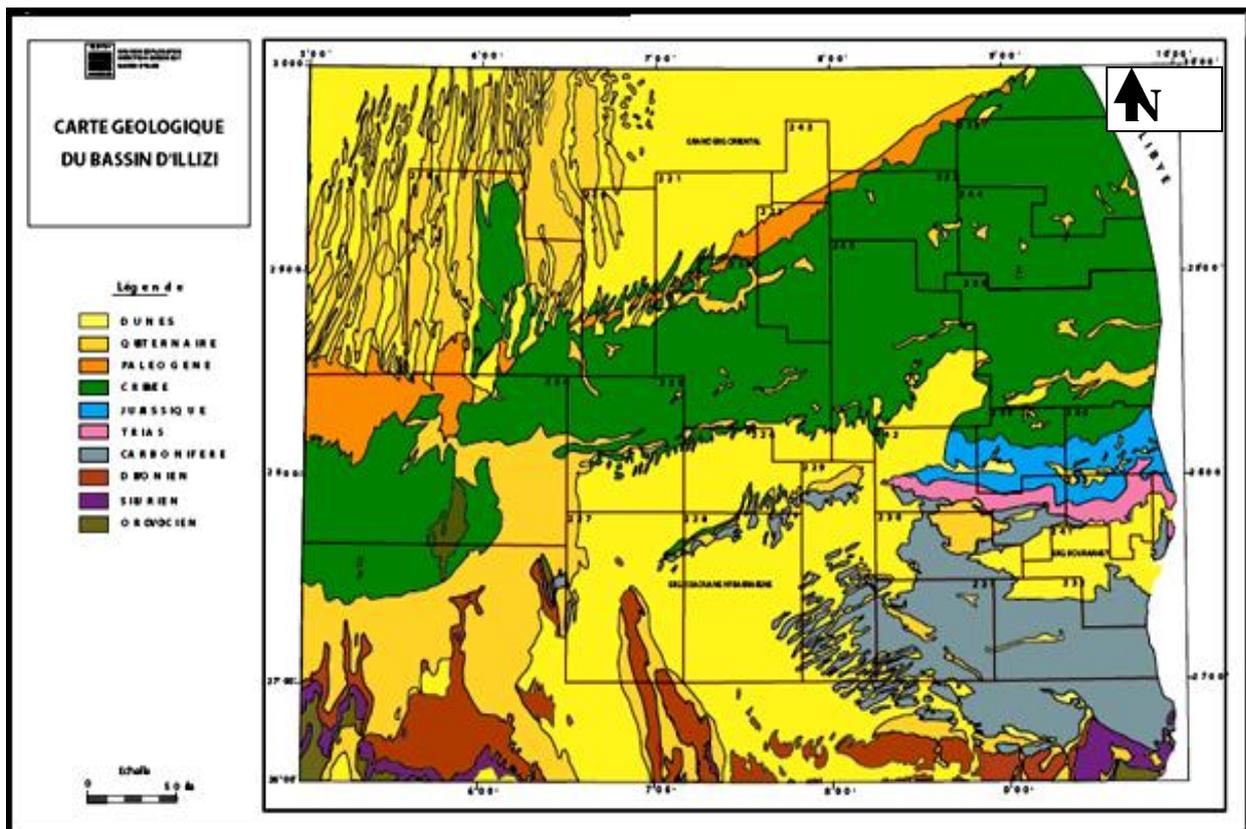


Fig.N°4 : Carte géologique du Bassin d'Illizi (Wec 2007)

II.1 Lithostratigraphie du bassin d'Illizi :

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.(Fig.N°3)

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La Lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et al, (1963) et Biju –Duval et Al, (1963 ,1971).

Le découpage lithostratigraphique est principalement basé sur une description morphologique des séries sédimentaires.

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi.(Fig.N°5)épaisse de plus de 3000mest la suivante:

II.1.1 Le Paléozoïque :

II.1.1.1 Le Cambrien :

Il est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse.

❖ **L'unité I:**(conglomérats d'EI Moungar) épaisse de 300m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.

❖ **L'unité II :** sa puissance est de l'ordre de 200 à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; Ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est Cambrien.

II.1.1.2 L'Ordovicien :

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

❖ **L'unité III-1:** son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.

❖ **L'unité III-2:** formée essentiellement de grès fins à grossiers à cimentsiliceux. Ledéveloppement du ciment peut donner naissance à devéritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigilites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.

❖ **L'unité III-3:** son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne constituée de grés micacés fins à ciment argileux ou siliceux à alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grés grossiers à fins et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.

❖ **L'unité IV:** son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grés et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3, elle comprend :

- ✓ **L'unité IV-2 :** qui est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés
- ✓ **L'unité IV-3 :** appelée dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

II.1.1.3 Le Silurien :

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes :

❖ **Formation de l'Oued Imirhou :** formée d'argiles à Graptolites d'une épaisseur moyenne Del'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30m.

❖ **Zone de passage (unité M) :** formant le réservoir basal du F6 épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance de grés, d'argile et de silt, les grés sont fins à moyens à stratifications obliques.

❖ **Barre inférieure (unité A) du réservoir F6** : il s'agit de grés fins à moyens à Stratificationsobliques d'une épaisseur moyenne de 30 m.

❖ **Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6** : son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileuxassociés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

II.1.2 Le Dévonien :

A l'échelle de la région d'étude il est représenté en général par le Dévonien inférieur d'une puissance de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

❖ **La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6** : d'âge Gédinien, présenteune épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers àstratifications obliques à entrecroisées.

❖ **Les trottoirs (unité C2) du réservoirF6** :d'âge Gédinien, son épaisseur varie entre 20 et 30m. Elle est représentée par des alternances de grés et d'argile silteuses soulignant un environnement fluvi- estuarien.

❖ **La barre supérieure (unité C3) du réservoirF6** : d'âge Siégénien, elle est essentiellementgréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique.

Le Dévonien moyen et supérieur qui correspondent aux séries de Tin-Meraset de Gara Mas Melouki ne sont représentés d'une manière générale que par le réservoir F2 appelée formation d'Irheme d'âge Strunien. Ce sont de grés fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre de 40 à 70 m.

II.1.3 Le Carbonifère :

Dans le bassin d' Illizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseuse (de 100m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- ❖ Le Tournaisien argilo-gréseux.
- ❖ Le Viséen argilo-gréseux caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux B₂ B₁₂.
- ❖ Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une

CHAPITRE I: GENERALITES SUR LE BASSIN D'ILLIZI

zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques. La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

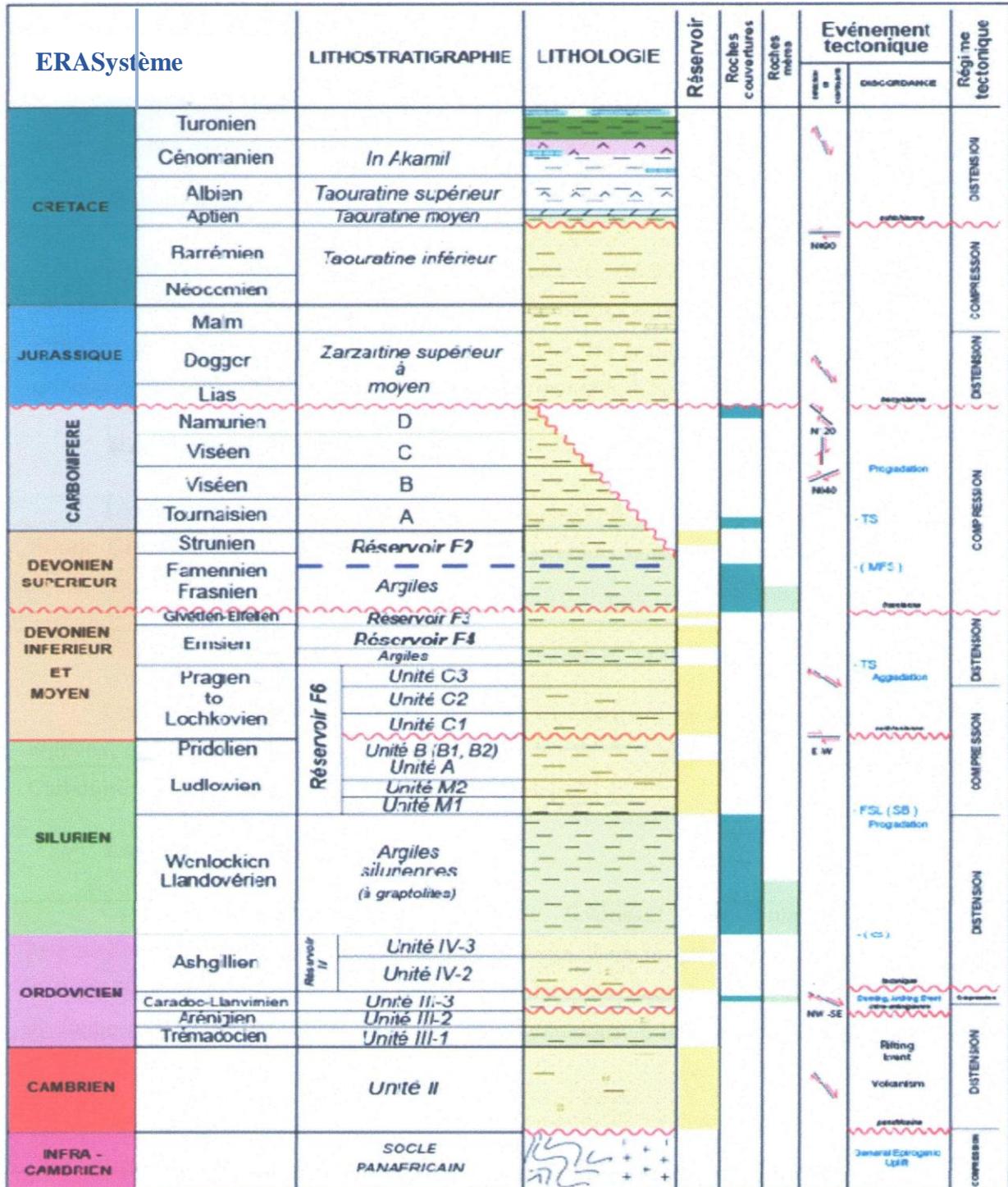


Fig.N°5 :Colonne Litho-stratigraphie du bassin d'Illizi (Wec 2007)

II.2 Aperçu paléogéographique :

Les affleurements, les études de carottes et les nombreux travaux réalisés sur la plate forme saharienne nous permettent de donner un aperçu sur le milieu et la paléogéographie de ce secteur d'étude :

II.2.1 Au Paléozoïque :

II.2.1.1 Au Cambrien:

Les dépôts sont attribués à un milieu fluvial en tresses ayant permis la mise en place d'épandages sableux sur la surface infratassilienne.

II.2.1.2 A l'Ordovicien:

Le milieu est marin, car la transgression Trémadocienne, dure jusqu'au Caradoc. A la fin de cette période il y a installation de la calotte glaciaire.

II.2.1.3 Au Silurien :

Après la fonte des glaciers, une transgression glacio-eustatique diachrone précoce vers le Sud-est et tardive vers le Nord-Ouest a marqué cette période du Paléozoïque.

La fin du Silurien est marquée par les mouvements épirogéniques calédoniens qui ont conduit à l'émersion de vastes régions dont l'érosion constitue la source d'apport des séries détritiques du Dévonien inférieur.

II.2.1.4 Le Dévonien inférieur gréseux :

Il est rattaché à un réseau fluvial méandrique.

II.2.1.5 Le Dévonien inférieur argileux gréseux (Emsien) :

Marqué par le début d'une transgression marine qui se poursuit jusqu'au Dévonien supérieur.

II.2.1.6 Au Dévonien moyen et supérieur :

La sédimentation est essentiellement argileuse à intercalations de niveaux carbonates fossilifères témoignant l'installation d'un milieu marin à la fin du Dévonien.

II.2.1.7 Au Carbonifère :

Dès le début du Tournaisien, une sédimentation argilo-sableuse entrecoupée de niveaux d'oolithes ferrugineux indique une régression marine et l'installation d'un milieu de transition.

II.2.2 Au Mésozoïque :

Les sédiments rattachés à cet ensemble sont de type continental à lagunaire. L'installation respective d'un milieu continental puis lagunaire s'est manifestée durant tout le Mésozoïque.

II.2.3 Le Cénozoïque :

Marqué par la reprise d'une sédimentation détritique témoignant d'une régression généralisée sur toute la plate forme saharienne.

II.3 Aspect structurale du bassin :

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la plate forme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins infracratoniques stables de type synéclic qui se sont formés dans la partie Nord du Gondwana, et comprenant d'Est en Ouest : les bassins de Kufra et de Murzuk (Libye), du Mouydir, de l'Ahnet, de Sbaa, de Reggane et de Tindouf. L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire. L'individualisation du bassin s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Illizi est traversé par des accidents subméridiens pour la plupart panafricains (600 Ma). Au Nord, cette région est recouverte par le plateau Crétacé supérieur de Tinherth. Au sud, les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar.

II.3.1 Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi :

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons séparées par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est. (**Fig.N°6**)

- 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'EssaouiMéllene.
- L'axe passant par Maouar Tin Tayart.
- L'axe de Fadnoun.
- L'axe de la Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction N-S. Ils sont accompagnés de failles importantes dues au rejeu de failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement des accidents panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont rejouées au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin.

En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles.

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

- ✓ **A l'ouest**, la région d'Amguid El Biod comprise entre les dépressions Oued Mya - Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux d'Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.
- ✓ **Au centre**, le bassin d'Illizi proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E-W, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.
- ✓ **A l'Est**, le môle de Tihemboka s'étendant entre le trend du Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne (cette région montre un style structural différent du précédent) est caractérisé par trois directions de failles :
 - Méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs.
 - NE-SW pour les accidents secondaires

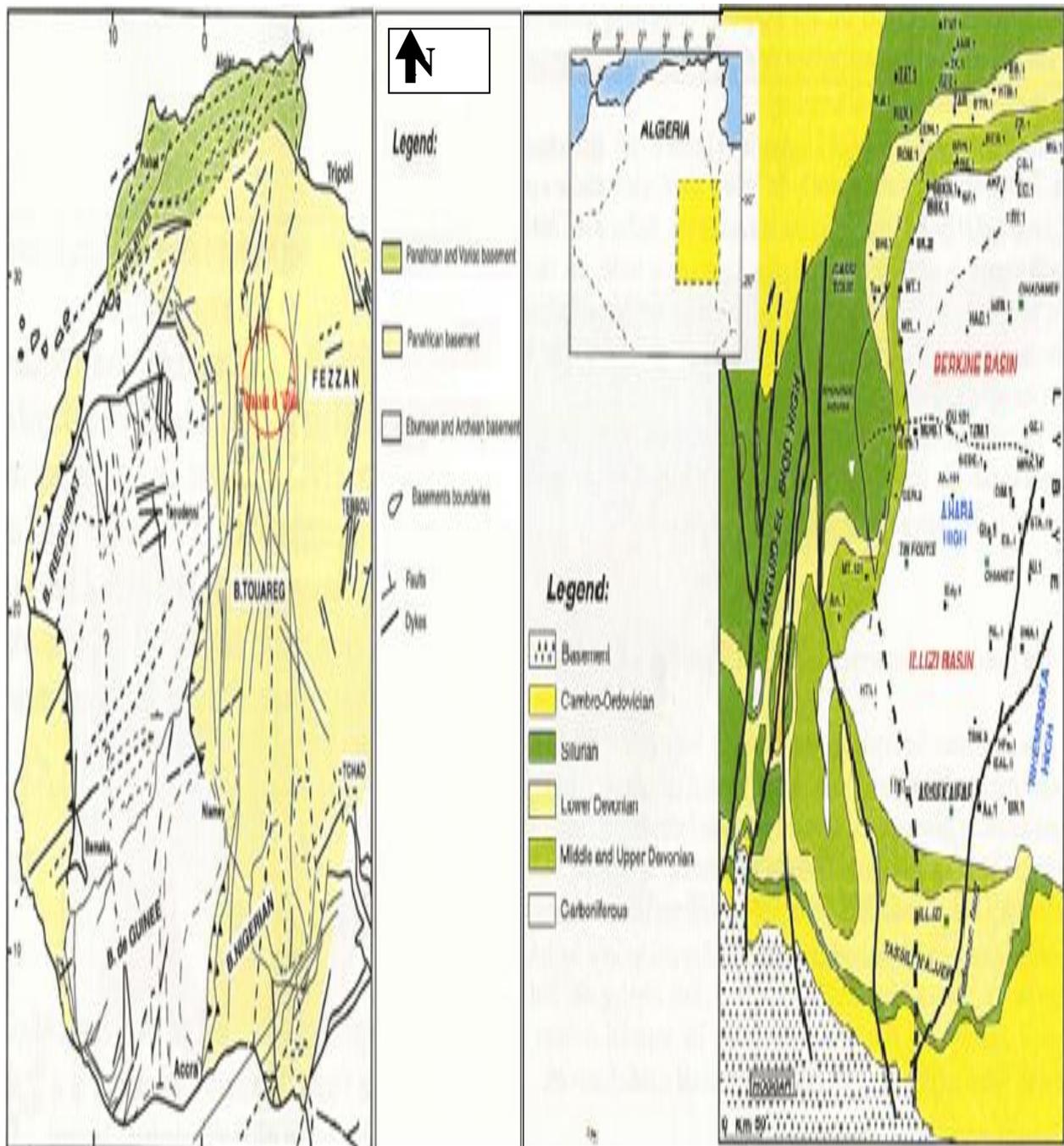


Fig.N°6:Carte structurale Anté-Mésozoïque (Sonatrach rapport, 2007)

II.3.2 Tectonique et évolution structurale :

La dépression intracratonique d'Illizi occupe une place particulière sur la plateforme précambrienne du Sahara Sud-oriental. Au cours de son histoire, Elle a été un bassin marin peu profond, situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a assuré l'approvisionnement du bassin en sédiments. Ces derniers ont formé une colonne sédimentaire paléozoïque très importante. Les deux événements structuraux majeurs correspondent à la surrection des môles de Tihemboka et d'Ahara, suite aux mouvements calédoniens et à l'érosion intense accompagnant l'orogénèse hercynienne (discordance hercynienne).

L'image structurale actuelle du bassin est le résultat de plusieurs phases tectonique qui ont affecté la région :

II.3.2.1 L'orogénèse panafricaine :

C'est une phase compressive de direction E-W, due à une collision continentale entre le craton Ouest-Africain rigide et le bloc Est Africain plastique. Elle est matérialisée par une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions NE-SW et NW-SE.

II.3.2.2 Mouvements distensifs du cambro-ordovicien et mise en place de la couverture sédimentaire :

D'après Beuf et al, (1971), une pédiplaine infra-tassilienne a été formée par le nivellement et l'érosion des reliefs créés lors de la phase panafricaine, cette pédiplaine a été soumise par la suite à une phase de distension de direction NW-SE caractérisée par des variations locales d'épaisseurs et de faciès

II.3.2.3 L'orogénèse ta conique :

Après les mouvements distensifs du cambro-ordovicien et la transgression généralisée de l'Arénigien- Llanvirnien, des mouvements compressifs ont été ressentis le long des accidents subméridiens ; c'est le résultat d'un changement des contraintes tectoniques durant le Caradoc-Ashgillien.

II.3.2.4 L'orogénèse calédonienne :

II.3.2.4.1 La phase de distension du Dévonien inférieur :

Elle a eu lieu au cours du Gédinnien au Siégénien, marquée par des phénomènes tectono-sédimentaires : une variation d'épaisseur et de faciès (le môle de Tihemboka montre une importante réduction d'épaisseur par rapport aux zones limitrophes), ainsi qu'une activité volcanique sous forme de coulées basaltiques ont été observées. Cette phase s'est terminée par une transgression générale à l'Emsien.

II.3.2.4.2 Les mouvements du dévonien moyen et supérieur :

Les mouvements distensifs du dévonien inférieur s'achèvent avec une transgression générale à l'Emsien, couvrant entièrement le môle de Tihemboka et partiellement le môle d'Ahara d'orientation E-W, indiquant une différence de comportement de ces deux reliefs majeur (post Emsienne). Il en résultera des érosions partielles ou totales par endroit au niveau des môles d'Ahara et Tihemboka.

II.3.2.5 L'orogénèse hercynienne (Permo-Carbonifère) :

Elle représente l'évènement majeur qui termine le cycle sédimentaire du Paléozoïque. Il a engendré la configuration structurale actuelle représentée par des structures de plissements ou d'inversion de direction WNW-ESE. Elles sont dues à par une phase compressive qui a une direction de serrage probable NE-SW.

II.3.2.6 Les mouvements des phases antérieures du Tertiaire:

Ces mouvements sont à l'origine des basculements dans tout le bassin qui ont contribué à l'établissement de la structuration du bassin et aboutit au modèle actuel.

Les plus importantes failles du bassin d'Illizi. [Chaouchi, R et al (1989), Halliburton (2009)]. Sont d'orientation méridienne, n'apparaissent que sur les marges Est et Ouest du bassin, contre les môles de Tihemboka et d'Amguid respectivement. Dans le reste du bassin, les principales failles montrent deux orientations dominantes : NNE-SSW (probablement d'anciennes failles paléozoïques) et NNW-SSE (d'origines hercynienne ou autrichienne). Au Nord du bassin et sur le môle d'Ahara, apparaissent quelques failles alignées d'orientation E-W (failles mésozoïques probables).

CHAPITRE I: GENERALITES SUR LE BASSIN D'ILLIZI

Les failles du bassin d'illizi semblent être l'expression superficielle des mouvements le long des grandes fractures du socle précambrien. (Fig.N°7)

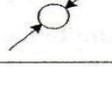
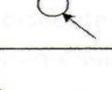
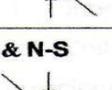
PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Silur-Devonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	<u>Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara).</u>
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	<u>Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara).</u> Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N 40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	<u>Erosion sur Tihemboka</u> et soulèvement de l'Ouhgarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	<u>Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi).</u> Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE 	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN (Alpine)	N-S 	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

Fig.N°7: Phases tectoniques majeures. (D'après Boujemaa 1987)

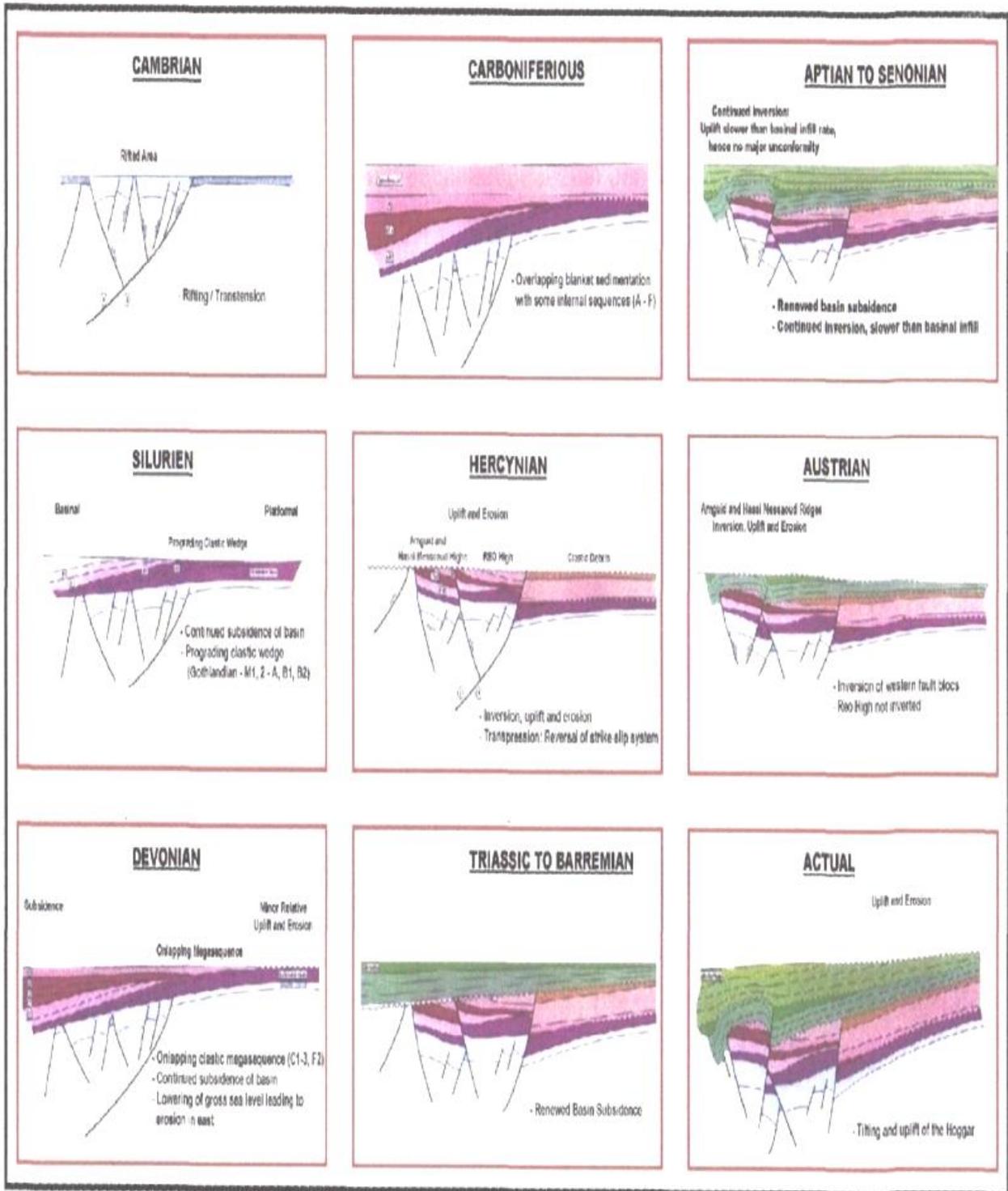


Fig.N°8:Modèle synthétique de l'évolution structurale du bassin d'Illizi(Sonatrach 1987)

II.4 Aspect pétrolier du bassin :

II.4.1 Les roches mères :

Les deux systèmes pétroliers du Bassin d'Illizi sont associés aux roches mères du Silurien argileux et du Dévonien moyen à supérieur. Des études plus récentes ont également montré que les argiles de l'Ordovicien très riche en matière organique ont généré des hydrocarbures.

Cette double origine des hydrocarbures induit une distribution complexe des fluides (gaz, gaz à condensat et huile) dans la région d'étude.

Le taux de COT (Carbone organique total) de cette roche mère dans le bassin d'Illizi va de 1 à 11%. Les argiles les plus riches en COT se localisent à Tin Fouyé et vers la partie méridionale (Région de Fadnoun), tandis que les plus pauvres sont situés à l'Est et à l'Ouest, dans le môle de Tihemboka et Maouar.

La genèse des hydrocarbures, dépend de la transformation de la matière organique des roches mères au cours de l'enfouissement, contrôlé par deux types de subsidences, tectoniques et sédimentaires. Il est bien admis que le bassin d'Illizi a subi deux cycles d'enfouissement séparés par la discordance hercynienne, marquant un arrêt de l'enfouissement.

- Le premier cycle d'enfouissement s'est achevé à la fin du Carbonifère supérieur a généré de l'huile et très peu de gaz.
- Le deuxième cycle d'enfouissement commence au Trias et s'est achevé au Crétacé. Et a généré du gaz, cette phase de génération est importante dans la partie Nord-Est du bassin d'Illizi.

II.4.2 Les roches réservoirs :

Les principaux réservoirs qui caractérisent le bassin d'Illizi sont :

- Le Cambro-Ordovicien est représenté par les unités IV, III et II.
- Le Silurien argilo-gréseux est représenté par (les unités M, A, B (F6)).
- Le Dévonien inférieur est représenté par (les unités C1, C2 et C3 et F4).
- Le Dévonien supérieur (Strunien (F2)) et le Carbonifère.

II.4.3 Les roches couvertures :

Les roches couvertures de nature argileuse ou évaporitique extrêmement imperméables qui empêchent la migration des hydrocarbures renfermés dans les roches réservoirs.

Dans le bassin d'Illizi et à Tiguentourine ces roches couvertures sont:

- Les argiles du Silurien, assurant la couverture des réservoirs cambro-ordoviciens.
- La série argileuse du Dévonien supérieur (Frasnien et Fammenien), assurant l'étanchéité des réservoirs dévonien inférieur (F6 (unités C), F4 et F5)).
- Les argiles du Carbonifère représentant la couverture des réservoirs Dévonien supérieur (Strunien (F2)) et Carbonifère.

II.4.4 Les Pièges :

La découverte d'El Ouar Sud-1 (EOS-1) a mis en évidence l'intérêt des biseaux du TAGS au nord d'Illizi. La spécificité de la région d'Illizi est la présence d'accumulations d'hydrocarbures affectées par un hydrodynamisme actif. En effet après l'orogénèse hercynienne, la surrection du Hoggar a instauré un régime hydrodynamique par gravité sur l'ensemble du bassin. C'est au niveau du réservoir F6 que les phénomènes hydrodynamiques jouent un rôle important dans le piégeage des hydrocarbures.

Le gisement de Tin Fouyé dans le bassin d'Illizi est le meilleur exemple de gisement affecté par l'activité hydrodynamique

Une autre spécificité de la région est la présence de dolérites qui, quoique peu répandues dans le bassin, ont un impact sur le piégeage des hydrocarbures. Ces roches magmatiques se localisent essentiellement dans la partie nord du bassin et sont inter-stratifiées dans les niveaux de l'Ordovicien, du Silurien et du Dévonien.

C'est suite à l'intrusion des dolérites dans la série sédimentaire que certains pièges, comme ceux de Stah et Mereksen, se sont formés. Par contre, dans de nombreux cas, la mise en place de ces dolérites s'est faite de façon extrusive au cours du dépôt des sédiments.

II.4.5 Migration et piégeage des hydrocarbures :

Les conditions nécessaires à la génération et au piège des hydrocarbures dans le bassin D'Illizi sont: présence d'une roche mère potentielle et génératrice, présence d'une roche réservoir, présence d'une roche couverture et présence d'un piège capable d'emmagasiner des hydrocarbures.

Le bassin D'Illizi a été le siège de deux cycles principaux de subsidence avec enfouissement des roches mères durant lesquelles s'est produite la génération des hydrocarbures.

Un cycle Paléozoïque, qui s'est achevé au Carbonifère supérieur et qui est important au Nord et au Sud Ouest du bassin D'Illizi.

Durant ce cycle il y a eu génération surtout de l'huile et très peu de gaz.

Le deuxième cycle d'enfouissement commence au Trias et s'achève au Crétacé.

Il est surtout important dans la partie Nord Est du bassin d'Illizi, ce cycle est marqué par la production de grandes quantités de gaz (In-Aménas, Zarzaitne, Ohanet et Irlalène).

Ces deux époques de génération d'hydrocarbures ont été suivies par des migrations, qui ont permis leur piégeage lorsque les conditions le permettaient.

La couverture des réservoirs est assurée par les argiles intercalées entre les différents réservoirs paléozoïques (F2, F6, et Ordovicien).

I. Introduction :

Le Champ d'Acheb Ouest-Krebb est situé dans le Sahara Algérien, à environ 70 km au Sud – Est d'Ohanet sur le plateau de Tinrher, approximativement 72 kilomètres à l'ouest du champ d'Alrar et 75 kilomètres de nord du champ de Tiguentourine.

Il a été découvert en 1963 par le forage du puits X-4, qui a mis en évidence une accumulation d'hydrocarbures dans le réservoir Dévonien inférieur.

Ce Champ a été mis en production en 1965, au total 11 puits ont été forés sur la structure d'Acheb Ouest-Krebb.

II. Périmètre d'exploitation propose :

Le périmètre d'exploitation appelé « Périmètre D'exploitation du Champ d'Acheb Ouest » est défini par les limites du Champ selon le décret n° 09-300 du J-O n°53 correspondant au 13 **Septembre 2009**. La superficie du périmètre d'exploitation est de 108.44 km²(**Tab.N°1**)

SOMMET	Longitude Est	Latitude Nord
1	9°01'00	28°33'00
2	9°04'00	28°33'00
3	9°04'00	28°30'00
4	9°07'00	28°30'00
5	9°07'00	28°25'00
6	9°02'00	28°25'00
7	9°02'00	28°28'00
8	9°01'00	28°28'00

Tableau.1 : Périmètre D'exploitation du Champ d'Acheb Ouest (Sonatrach PED 2009)

II.1 Historique du gisement :

Le plateau du Tinherta fait l'objet en 1956-1957 d'une étude gravimétrique de reconnaissance à larges mailles. Les premières études sismiques de reconnaissances, en 1958 puis en 1960, ont mis en évidence :

- La grande faille d'Ohanet qui traverse de part en part le permis de Takouazt.
- Une série de culminations situées le long de cette faille : Ohanet parties Nord et Sud, D'Acheb Ouest-Krebb.
- A l'Est les culminations d'Acheb et de Timedratine.

Après le forage de X-1, exécuté en 1960, et faisant apparaître la présence de gaz et d'huile au Dévonien inférieure F6 puis ceux d'OTS-1 en 1960 et TMT-1 en 1961, de nouvelles études sismiques se sont avérées nécessaires. C'est ainsi qu'ont été entreprise :

- Une étude de semi détail en 1962.
- Une étude de détail en 1963 pour préciser la position des accidents et les formes structurales.

Les puits X-4 et ACH-1, forés en 1963, ont mis en évidence, dans leur structure respectivement, la présence d'huile et de gaz au Dévonien inférieur F6.

Les forages se sont poursuivis avec X-5, X-6 début 1964, qui ont précisé l'extension de la structure d'Acheb Ouest, puis X-2 en fin D'année 1964 et enfin X-3 en 1965 qui a apporté des informations intéressantes sur l'allure du flanc Ouest en bordure de la faille.

Le développement de Champ d'Acheb Ouest s'est réalisé en 1965 par les forages d'X-7, X-8, X-9 et X-10, tandis qu'une nouvelle campagne sismique se déroulait au printemps de la même année.

L'ensemble des données recueillies a alors permis de rattacher en une seule les deux structures d'Acheb Ouest et Krebb.

Enfin un dernier puits de développement X-11 a été foré en 1968, la mise en production du champ de Krebb s'est faite en Juillet 1965, celle du champ d'Acheb Ouest en Juillet 1966.

II.2 Evaluation géophysique :

II.2.1 Base de données sismiques :

Les données sismiques couvrant le champ d'Acheb Ouest et Krebb sont issues de trois campagnes sismiques 94OHA, 98OHA et 03OHA réalisées respectivement en 1994 en 1998 et en 2003.

La première campagne acquise en 1994 est constituée de 30 profils (de 94OHA01 à 94OHA30) acquise et traitée par la société de service Western Géophysique totalisant environ 932km de sismique réflexion répartie sur toute la région d'Ohanet avec une couverture de 120. La qualité sismique est moyenne à bonne avec un caractère par fois bas fréquent présentant un minimum de décalage en temps aux croisements de ses lignes.

La deuxième campagne sismique 2D acquise par ENAGEO et traitée par Western Géophysique est réalisée en 1998, comprenant 25 profils sismiques étalés sur une distance de 500km avec une couverture de 120 et qui recouvre principalement la partie Ouest de la région d'Ohanet. Cette campagne qui a pour objectif de renforcer le maillage des lignes sismiques fourni par la campagne de 1994 présente un contenu fréquentiel plus important que celui de la première campagne donc une meilleure résolution verticale.

La troisième campagne sismique 2D acquise et traitée par l'ENAGEO en 2003 est constituée de dix profils avec une couverture de 120 qui recouvre toute la partie Sud de la région d'Ohanet. Cette sismique qui à pour but de renforcer le déficit d'information sismique ainsi rétrécir l'espacement inter-lignes de la partie Sud est d'une mauvaise qualité probablement due au traitement sismique subi.

La grille sismique ainsi définie à partir de ces deux campagnes est très irrégulière avec des espacements de l'ordre 3 x 3km suffisants pour une définition fiable de la structure d'Acheb Ouest et Krebb.

II.2.2 Horizons sismiques :

L'objectif primaire de la structure de Krebb et Acheb Ouest est le Silurien-Dévonien F6 au niveau des unités C3/C2 et A. Le niveau Ordovicien quant à lui est classé comme objectif secondaire en phase d'exploration. Etant donné le caractère très variable des unités du Silurien-Dévonien et peu continu, dû essentiellement à l'érosion subie, il a été nécessaire de carter d'autres horizons sismiques et de les utiliser comme niveaux référentiels afin de pouvoir carter le toit de ces unités. L'horizon sismique MPRA (mur radioactif) a été choisi comme référence, vu sa continuité et la puissance de son caractère sismique visible sur toute la région.

Les horizons sismiques interprétés sont :

- Toit du Dévonien supérieur F2, défini par un pic avec un caractère énergétique faible et continu.
- Toit du mur radioactif représenté par un pic et qui constitue le marqueur de référence dans toute la région .
- Toit du Dévonien inférieur F6 qui représente l'unité C3/C2 avec un caractère variable dû à l'érosion subi et qui rend ainsi son pointé très délicat.
- Toit de l'unité A du Silurien supérieur représenté par un lob positif.
- Toit du réservoir Ordovicien avec une réponse positive, d'amplitude moyenne est continue.

II.3 Interprétation sismique :

II.3.1 Carte en isochrones :

Les cartes en isochrones établies au toit de l'unité productrice du Silurien-Dévonien F6/A et au toit de l'Ordovicien montrent que cette structure se comporte comme un anticlinal dissymétrique avec une seule culmination qui regroupe les deux structures (Krebb et Acheb Ouest) bordées par des failles de même direction que la faille régionale NW-SE. D'autres failles secondaires sont également identifiées au Sud de la structure de direction Est Ouest et qui assure la fermeture Sud de Acheb Ouest. Des difficultés ont été recensées lors de la corrélation des failles dans la partie Sud dues à la qualité sismique notamment au niveau de la grande falaise qui présente des incohérences sur la réflexion sismique.(Fig.N°9)

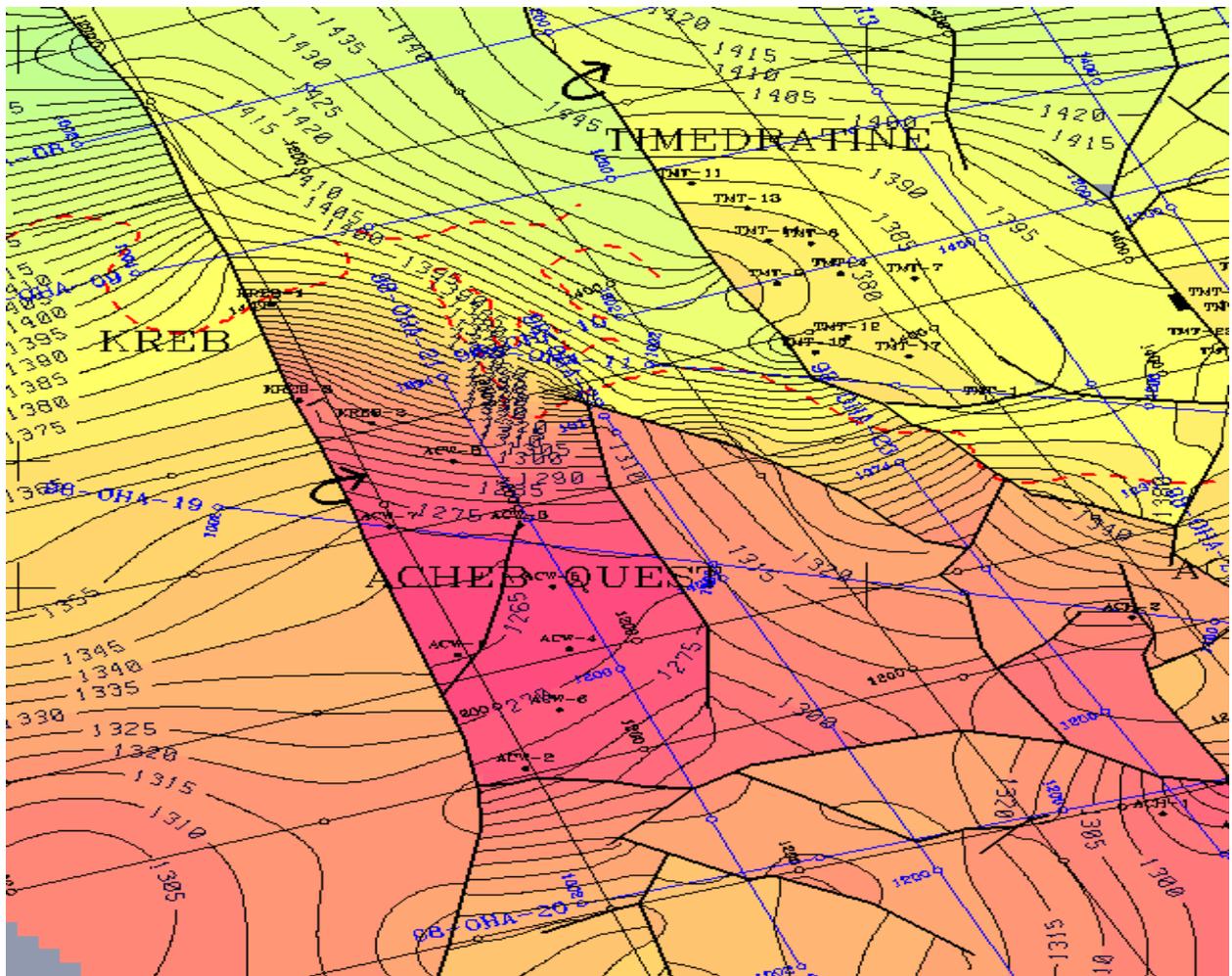


Fig.N°9: Carte en Temps au toit du Dévonien F6A (Sonatrach PED 2003)

II.3.2 Conversion temps profondeur (Carte en isobathes) :

La méthode utilisée pour la conversion temps profondeur est celle des vitesses moyennes calculées au niveau des puits. L'information utilisée concerne la totalité des puits existant sur la région d'Ohanet dans le but d'aboutir à une meilleure conversion temps/profondeur notamment aux flancs de la structure d'Acheb Ouest et Krebb.

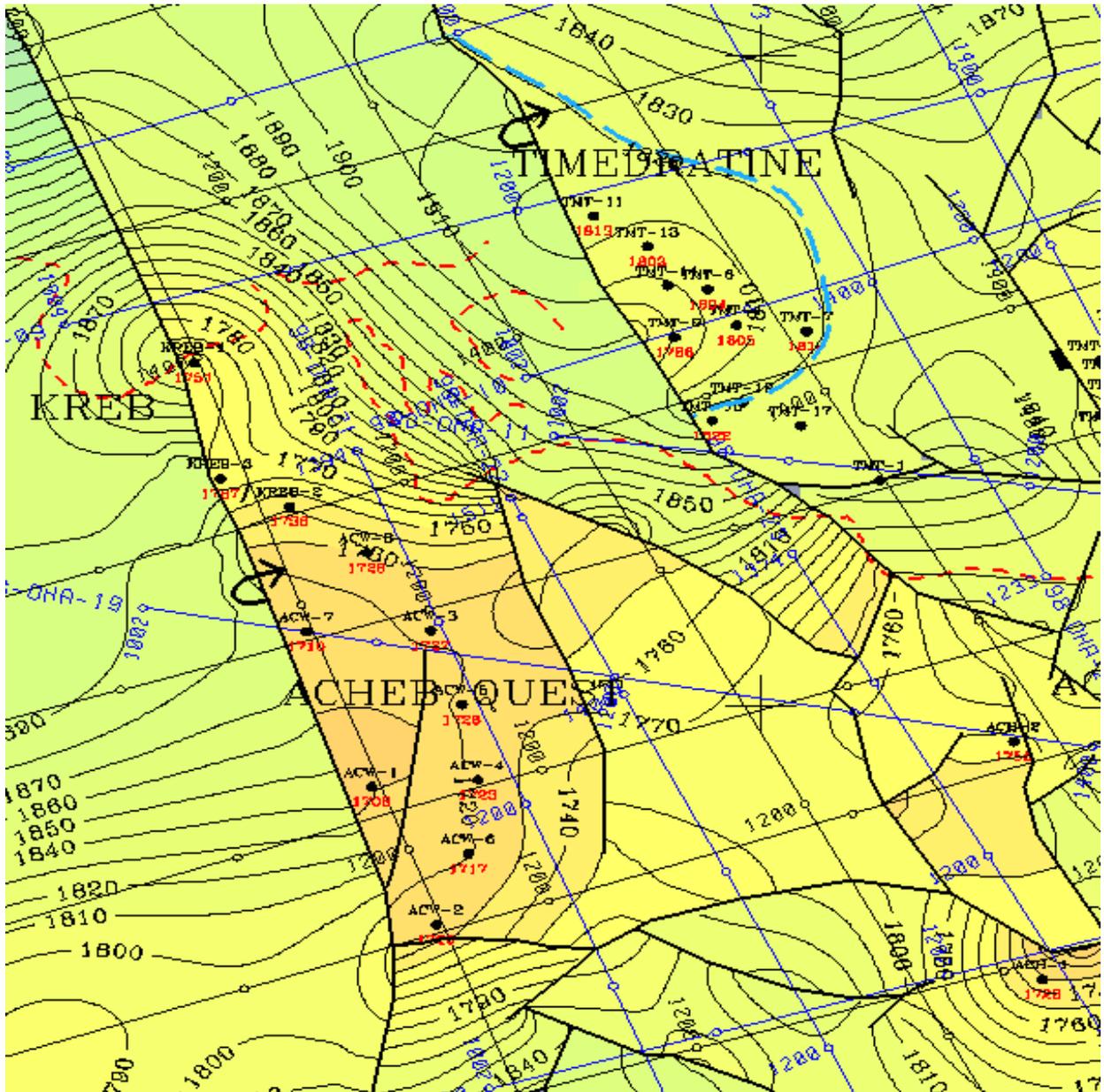


Fig.N°10: Carte en profondeur au toit du Dévonien F6A (Sonatrach PED 2003)

II.3.2.1 Commentaire sur les cartes en isobathes Dévonien F6A :

Après conversion temps-profondeur les structures de Krebb et Acheb Ouest au toit du Silurien Supérieur F6-A apparaît nettement mieux par rapport à celle trouvée sur la carte en temps avec deux culminations communicantes entre Krebb et Acheb. Bien qu'ils appartiennent à des concessions différentes, respectivement Acheb et Ohanet-Sud, ces deux structures ne constituent, en fait, qu'un seul motif structural. Les cartes en isochrones établies au toit de l'unité productrice du Silurien-Dévonien F6 et au toit de l'Ordovicien montrent que cette structure se comporte comme un anticlinal dissymétrique de dimension moyenne allongé dans la direction NW-SE dont le compartiment Ouest est affaissé. Cette structure située au pied de la grande falaise est bordée du côté Ouest par la faille régionale, alors que le synclinal d'axe N-S localisé du côté Est marque la limite de cette structure par rapport à celle d'Acheb. D'autres failles secondaires sont également identifiées avec quelques difficultés lors des corrélations dues principalement aux corrections statiques induites par la grande falaise. (Fig.N°10)

II.3.3 Incertitudes géophysiques :

Ces incertitudes sont en fonction des erreurs induites dans les temps sismiques (erreur du pointé, caractère sismique des horizons, misties entre lignes sismiques 2D, etc...)

La méthode de vitesse moyenne utilisée pour la conversion temps/profondeur peut induire des erreurs de conversion et qui se traduit par une incertitude sur les cartes en profondeurs localisée précisément aux flancs de la structure et sur le côté bas de la faille (erreur de vitesse dans des zones éloignées des puits, écart entre la vitesse de migration et la vitesse géologique, etc...).

Le dénivelé important de la grande falaise peut engendrer des erreurs statiques fictives sur la section sismique lors de la phase de traitement.

Vu le nombre limité de puits atteignant le niveau ordovicien ainsi que leurs distribution non régulière, ceci peut être à l'origine d'une incertitude lors de la conversion en profondeur des horizons profonds.

II.4 Evolution structural

Le Champ d'Acheb Ouest se présente sous la forme d'un anticlinal d'axe NNW – SSE s'appuyant à l'ouest sur une faille de même orientation, sur le prolongement de la grande faille d'Ohanet, dont le compartiment Ouest est abaissé.

La structure est également fermée au Sud par un jeu de failles secondaires presque perpendiculaires de direction NW – SE et NE – SW.

Vers le Nord les renseignements structuraux sont moins précis. Entre KREBB et OHANET Sud se situe une faille d'une quarantaine de mètres de rejet, qui vient de buter sur la grande falaise d'Ohanet après avoir longé la structure Ouest de Timedratine. Les deux structures initialement distinctes d'ACHEB OUEST et de KREBB ne formant qu'un seul ensemble se prolongeant vers le Nord au-delà de X-1.

A l'est un synclinal d'axe N - S sépare la structure d'Acheb Ouest, la continuité, en ce qui concerne le Dévonien inférieur F6, n'étant assurée qu'au niveau de l'aquifère.

II.5 Evolution stratigraphie :

Tous les sondages ont traversé des séries stratigraphiques analogues et les épaisseurs des différents niveaux se conservent assez bien. Les premiers niveaux rencontrés appartiennent au continentale Intercalaires qui débute ici par la série D'in-Akamilet se poursuit par la série de Taouratine et la série de Zarzaitine. (Fig.N°11)

II.5.1 Le carbonifère :

Débute sous les discordances Hercyniennes par la série continentale de Tiguentourine. Ensuite il est composé d'une série calcaire puis marno-calcaire et d'un vaste ensemble argilo-gréseux à intercalations argileuses. Les principaux bancs gréseux constituent les réservoirs B et D dont les grès fins siliceux ont généralement de médiocres qualités de réservoir.

II.5.2 Le Dévonien :

II.5.2.1 Le Dévonien supérieur (réservoir F2) :

C'est un complexe argilo-gréseux, et grès-ferrugineux (plus argileux vers le nord) de 45 m d'épaisseur moyenne où le sommet présente des qualités réservoir meilleurs.

Les grès sont généralement fins à moyens, avec des épaisseurs utiles très faibles ; le réservoir F2 est imprégné de gaz.

II.5.2.2 Dévonien inférieure :

Se compose :

- **F4** : grès fin argileux et passées argilo-gréseuse d'une passée argileuse
- **F6** supérieure il constitue le réservoir principal du gisement d'Acheb Ouest, il est subdivisé en trois unités :
 - ✚ **Unité I** : C'est une masse gréseuse (grès fins, siliceux plus au moins cimentés). D'ont le sommet est plus argileux que la base
 - ✚ **Unité II** : Elle se compose d'une passée argilo-gréseuse, et d'un complexe de grès très ferrugineux
 - ✚ **Unité III** : Elle est constituée de grès moyens à grossiers, siliceux, mal cimentés, à stratifications obliques

Les unités I, et II présentent des caractéristiques médiocres. L'unité III constitue le principal niveau producteur d'huile à Acheb Ouest.

II.5.3 Le Silurien argileux gréseux ou F6 inférieure:

- ✚ **Les unités VII et VIII** : complexe argilo-gréseux avec des passées de grès ferrugineux et un ensemble gréseux a la base.
- ✚ **Les unités IX et X** : ensemble grès-argileux puis argilo-gréseux avec des intercalations de bancs de grès siliceux compacts.

Le silurien "argileux" est une épaisse série argilo-gréseuse jamais traversée en entier sur la structure. Aucun puits n'atteint le cambro-ordovicien, formation qui s'est révélée compacte à ACH-1.

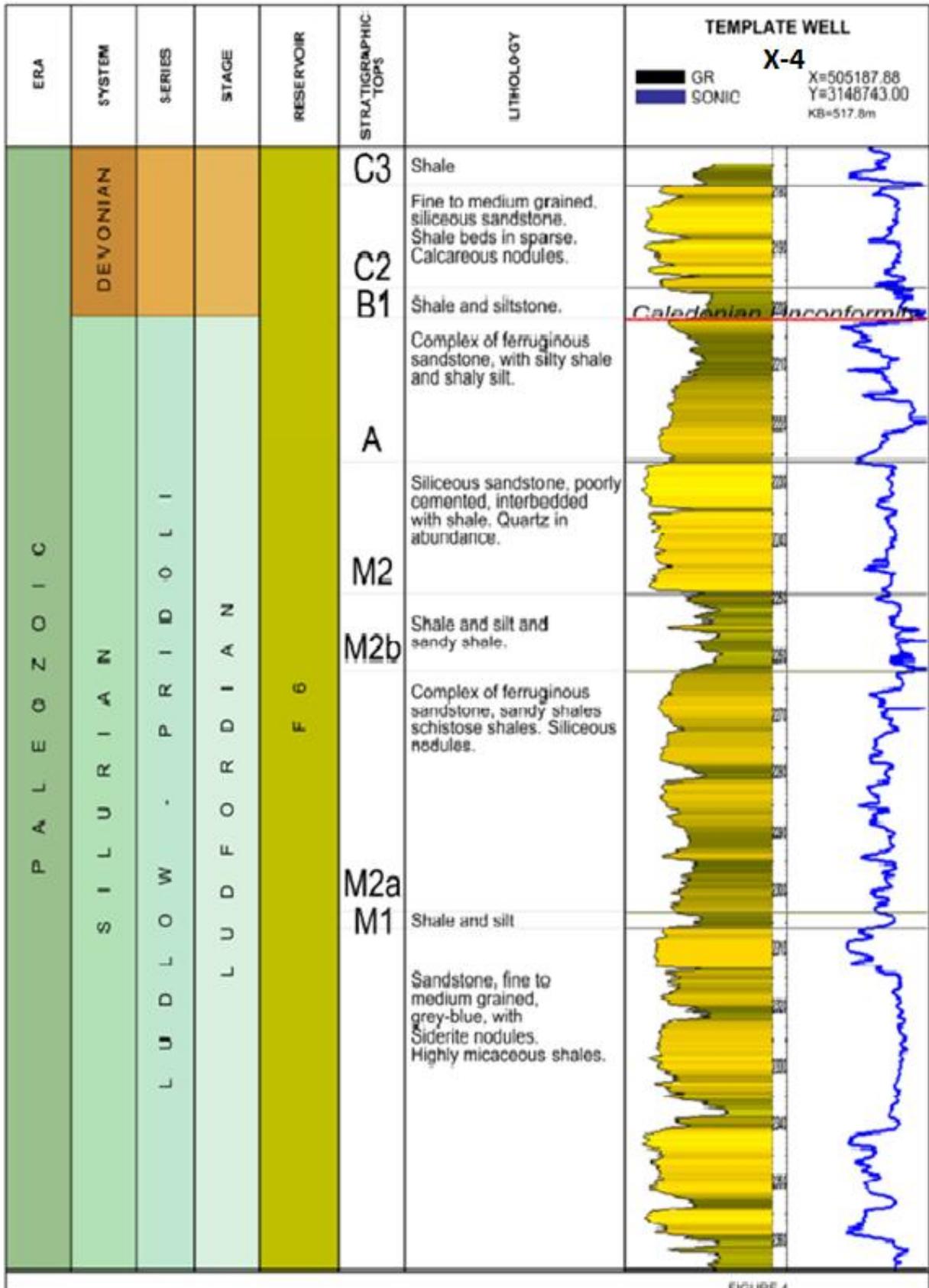


Fig.N°11:Colonne stratigraphique Acheb Ouest-krebb(Wec 2007)

TABLEAU D'EQUIVALENCES ENTRE UNITES CEP-SNREPAL ET UNITES CREPS		
CEP - SN REPAL UNITES	UNITES CREPES L. FOURNIER	UNITES CREPES B. DESLANDRES UTILISEE DANS LE RAPPORT D'IMPLAN
C3	I	I
BI	II	II-V
A	III-IV	VI
M2	VII	VII

Tableau.2 : Tableau d'équivalences entre unités CEP-SNREPAL et CREPS (Sonatrach PED 2003)

III. Intérêt pétrolier :

III.1 Les Roches Réservoirs :

III.1.1 Carbonifère :

Aucun des niveaux B ou D ne présente d'intérêt pétrolier notable (B2 et Do ont été carottés à X-1)

III.1.2 Dévonien :

III.1.2.1 Dévonien supérieure F2 :

Le sommet du F2 présente des qualités de réservoir. Ce niveau a été carotté et testé sur plusieurs puits.

III.1.2.2 Dévonien inférieure :

- **F4** : ce niveau ne consiste pas un réservoir
- **F6 supérieur** : c'est le réservoir exploité. L'unité III est productrice d'huile à partir des 8 puits d'ACHEB OUEST et du puits X-2

III.1.3 Silurien (Silurien "argilo-gréseux" au F6 inférieure):

Les unités VIII et X constituent de bons réservoirs mais elles sont entièrement aquifères.

I. Description générale du réservoir F6 :

Le réservoir F6 est constituée par un ensemble argilo-gréseux découpé en trois horizon : Unité I, II et III.

Il a comme couverture une zone franchement argileuse d'épaisseur variable allant du mur du F4 au toit du F6. A sa base se trouve une fermeture : bien que celle-ci ne se situe que rarement au toit de l'unité VII sous-jacente à l'unité III, l'ensemble réservoir est limité au mur de l'unité III, pour les raisons suivantes :

- ✚ Les perméabilités de la zone argilo-gréseuse de l'unité VII située au-dessus de la fermeture sont généralement inférieurs à 1 md (cas de X-4)
- ✚ A l' exception de X-4 et X-10, cette zone est aquifère sur tous les puits du gisement d'Acheb Ouest-Krebb.

Les unités I et II de caractéristiques médiocres à moyennes constituent un réservoir à gaz dans tout le sommet de la structure.

L'unité III, dont la base est souvent aquifère, est imprégnée d'huile sur plus de 2/3 de sa hauteur ; l'accumulation d'huile se prolonge dans les unités I et II sur les flancs Nord et Est.

II. Caractérisation et interprétation pétrophysiques du réservoir F6 :

L'interprétation pétrophysiques a été réalisée sur la base de l'analyse des enregistrements diagraphiques des différents puits traversant le réservoir F6, prenant en compte toutes les données disponibles comme point de départ, notamment les descriptions de carottes, les rapports de fin de sondages et les log fondamentaux (Log Habillé).

Le but de cette interprétation est d'évaluer le réservoir F6 traversés par les onze (11) forages, principalement les unités I, II et III et de suivre l'évolution latérale de ces paramètres pétrophysiques, tels que la porosité, la saturation en fluide et la perméabilité, ainsi que, les autres caractéristiques comme l'épaisseur totale et utile du réservoir.

Les données disponibles sont représentées dans le tableau ci-dessous. (**Tab. N°3et4**)

**CHAPITRE III: ETUDE ET CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR F6 CHAMP
D'ACHEB OUEST-KREBB**

PUITS	Z-Table (m)	COORDONNEES		TOIT						P F (m)
		X (Deg)	Y (Deg)	F6 (m)						
				C3	C2	B1	A	M2	M1	
X-1	673.60	502988.30	3155265.90	2381	2394	2406	2425	2455	2485	2622
X-2	585.43	504170.53	3153053.85	2272	2285	2298	2321	2346	2408	2484
X-3	590.64	503316.55	3153481.32	2307	2324	2335	2358	2391	NA	2460
X-4	517.80	505187.87	3148743.01	2179	2197	2208	2226	2248	2306	2395
X-5	521.79	505985.12	3146623.79	2203	2222	2240	2248	2275	NA	2306
X-6	533.17	505920.17	3151148.66	2223	2236	2242	2260	2294	NA	2305
X-7	518.52	506502.08	3148847.50	2200	2213	2223	2242	2274.5	NA	2305
X-8	531.73	506304.44	3150007.49	2217	2230	2236	2258	2292	NA	2309
X-9	516.12	506386.86	3147713.09	2188	2205	2215	2233	2261	NA	2290
X-10	536.71	504382.65	3151127.16	2207	2222	2230	2247	2287	NA	2315
X-11	584.47	505125.68	3152343.06	2269	2284	2294	2312	2343	NA	2360

Tableau.3 :Coordonnées des puits et valeurs KB (KellyBushing 2007)

**CHAPITRE III: ETUDE ET CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR F6 CHAMP
D'ACHEB OUEST-KREBB**

Puits	Zone	Toit(m)	Mur(m)	Epaisseur(m)	Ep-Util(m)	ep-uti/ep-tot	Phie(%)	Sw(%)	K(md)
X-4	C3	2178.4	2197.1	18.7	2	0.11	13.4	36.8	98.1
	C2	2197.5	2201.9	4.8	0	0	-	-	-
	BI	2201.9	2225.9	24	0.1	0.00	11	42.4	0.8
	A	2225.9	2248.4	22.5	15.3	0.68	13.5	32.8	95.1
	M2	2248.4	2262.1	13.7	0	0.00	-	-	-
	M2b	2262.1	2288.9	26.8	0	0	-	-	-
	M2a	2288.9	2400	111.1	0.1	0.00	10.1	32.5	-
X-5	C3	2204.1	2223.1	19	12.4	0.65	14	40.2	83
	C2	2223.1	2228.2	5.1	0	0.00	-	-	-
	BI	2228.2	2249.8	21.6	0.1	0.00	11.2	49.8	0.6
	A	2249.8	2272.1	22.3	21.5	0.96	16.7	29.6	232.3
	M2	2272.1	2286.4	14.3	1.6	0.11	11.5	26.6	0.7
	M2b	2286.4	2295	8.6	0	0.00	-	-	-
	M2a	2295	2312.6	0	0	0	-	-	-
X-6	C3	2223.7	2235.7	12	4.9	0.41	16.1	33.8	63
	C2	2235.7	2238.2	2.5	0	0	-	-	-
	BI	2238.2	2260.7	22.5	0.8	0.04	11.8	42.4	3.9
	A	2260.7	2289.1	28.4	18.7	0.66	16.2	25.2	164.1
	M2	2289.1	2305.2	16.1	1.2	0.07	13.6	25	1.8
	M2b	2305.2	2315	9.8	0	0	-	-	-
	M2a	2315	2339.4	0	0	0.00	-	-	-
X-7	C3	2199.2	2213	13.8	1.3	0.09	12	37.3	13
	C2	2213	2215.7	2.7	0	0.00	-	-	-
	BI	2215.7	2242.3	26.6	0	0	-	-	-
	A	2242.3	2273.6	31.3	14.6	0.47	14.9	21.15	103.7
	M2	2273.6	2282.6	9	1.3	0.14	12.6	28.3	1.1
	M2b	2282.6	2307.4	24.8	0	0.00	-	-	-
	M2a	2307.4	2315	7.6	0	0	-	-	-
X-8	C3	2216.6	2228.2	11.6	0	0.00	-	-	-
	C2	2228.2	2232.8	4.6	0	0	-	-	-
	BI	2232.8	2255.5	22.7	0.3	0.01	10.3	22.4	0.5

**CHAPITRE III: ETUDE ET CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR F6 CHAMP
D'ACHEB OUEST-KREBB**

	A	2255.5	2288.3	32.8	19.4	0.59	16.1	14.8	223.9
	M2	2288.3	2297.3	9	1.8	0.20	12.6	36.4	12.5
	M2b	2297.3	2315	17.7	0	0	-	-	-
	M2a	2315	2331.4	0	0	0.00	-	-	-
X-9	C3	2189.3	2210.3	21	10.3	0.49	12.8	32	32.4
	C2	2210.3	2215	4.7	0	1.00	-	-	-
	BI	2215	2233	18	0	0	-	-	-
	A	2233	2261	28	23.8	0.85	17.4	26.6	295.4
	M2	2261	2271	10.3	0	1.03	-	-	-
	M2b	2271	2293	21.8	1.4	0.06	12	37.3	0.9
	M2a	2293	2301.4	0	0	0	-	-	-
X-10	C3	2207.3	2220.7	13.4	4.3	0.32	16.4	34.5	272.2
	C2	2220.7	2224.3	3.7	0.3	0.07	11	30.2	0.6
	BI	2224.3	2246.7	22.4	1.9	0.09	12.9	29.8	8.5
	A	2246.7	2278.8	32.1	22.1	0.69	17	19.2	237.6
	M2	2278.8	2292	13.2	0.6	0.05	10.8	31.6	0.6
	M2b	2292	2318	26	8.5	0.33	16.7	37.1	170.7
	M2a	2318	2329	00	-	0.00	-	-	-
X-11	C3	2270.4	2284.9	14.5	11.6	0.8	18.5	26.5	1029.3
	C2	2284.9	2288.6	3.7	0.2	0.05	11.3	31.5	0.7
	BI	2288.6	2312.5	23.9	1.1	0.05	11.4	38.8	0.7
	A	2312.5	2342.9	30.4	20.4	0.67	16.9	17.8	255
	M2	2342.9	2357.2	14.3	1	0.070	16.3	46.1	91.2
	M2b	2357.2	2363	5.8	0.6	0.10	32.5	38.1	389.3
	M2a	2363	2396.4	00	-	0	-	-	-
X-1	C3	2381.3	2394.8	13.5	7.6	0.56	12.9	35.9	41.5
	C2	2394.8	2398.9	4.1	0	0	-	-	-
	BI	2398.9	2426.4	27.5	10.2	0.37	14	40.1	2
	A	2426.4	2456.7	30.3	7.9	0.26	16.2	42.1	3.8
	M2	2456.7	2470.3	13.6	2	0.15	13.7	22.9	29.3
	M2b	2470.3	2506.2	35.9	1	0.03	15.1	47	2.7
	M2a	2506.2	2625	118.8	5.1	0.04	13.2	29.5	3.8

CHAPITRE III: ETUDE ET CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR F6 CHAMP D'ACHEB OUEST-KREBB

X-2	C3	2272.1	2286.6	14.5	7.4	0.51	13.2	35.4	42.6
	C2	2286.6	2291.4	4.8	0	0.00	-	-	-
	BI	2291.2	2321.2	30	0	0	-	-	-
	A	2321.2	2344.8	23.6	11.9	0.50	15.1	27.2	213.6
	M2	2344.8	2361.3	16.5	0	0	-	-	-
	M2b	2361.3	2401	39.7	0	0.00	-	-	-
	M2a	2401	2490	89	2.9	0.03	21.8	40.8	1909.3
X-3	C3	2307.3	2325.5	18.2	6.3	0.35	12.6	29	32.4
	C2	2325.5	2327.7	2.2	0	0	-	-	-
	BI	2327.7	2359.4	31.7	5.9	0.19	12.7	19.4	1.2
	A	2359.4	2386.9	27.5	4.9	0.18	13.4	43	29.9
	M2	2386.9	2402.5	15.6	2	0.13	14.8	29.2	2.8
	M2b	2402.5	2429.5	27	0	0	-	-	-
	M2a	2429.5	2455	25.5	0.1	0.18	18.2	49.6	-

Tableau.4 :Données des puits et valeurs pétrophysiques moyennes par unité

II.1 Les corrélations diagaphiques :

Pour suivre l'extension du réservoir et connaître la répartition des corps sédimentaires, on a établi des corrélations diagaphiques à travers toute la région étudiée. Ces corrélations sont basées sur l'analyse des différents enregistrements diagaphiques et les descriptions de carottes de chaque puits.

Les corrélations établis, (**Fig.N°12, 13 et 14**) sont répartis comme suit:

- Une corrélation diagaphiques à travers les puits (X4 et X7) dans la partie sud.
- Une corrélation diagaphiques à travers les puits (X-5, X-9, X-4, X-7 , X-8, X-6, X-10, X-11, X-2, X-3 et X-1).
- Une corrélation diagaphiques à travers les puits (X-6 et X-10) dans la partie centrale.

II.1.1 Remarque :

Les unités C3, B1 et A ont été presque totalement carottées sur X-1, X-2, X-4, X-5 et X-7, en partie seulement sur X-3 et X-6.

Les variations latérales de faciès sont rapides, aussi ne retrouve-t-on pas le même schéma sédimentologique sur toutes les puits. Le caractère lenticulaire des intercalations argileuses est probable.

Les corrélations sont de ce fait délicates : les diagraphies tant électriques que radioactives étant souvent trompeuse, c'est essentiellement la lithologie qui a été utilisée pour les établir :

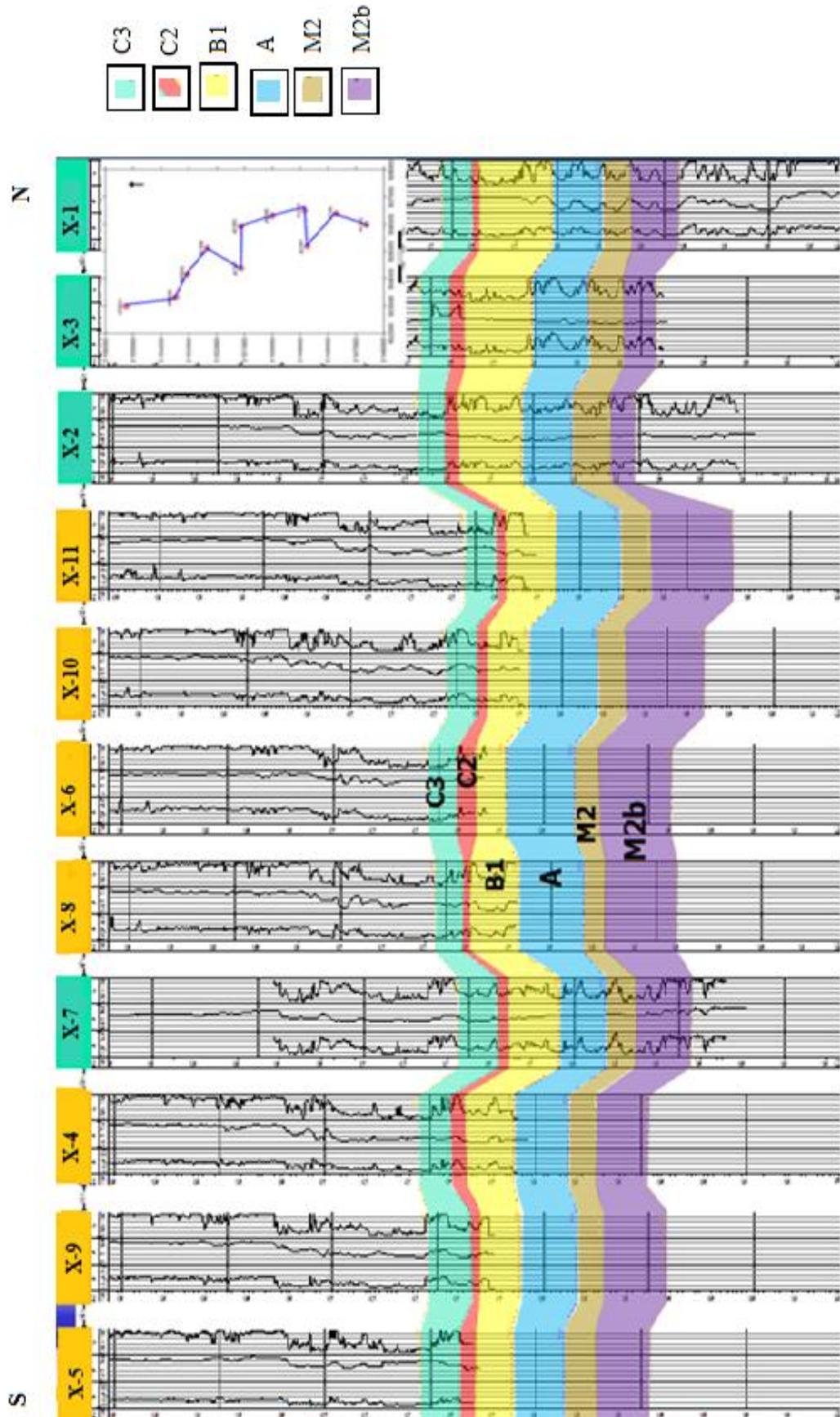
- Passage des grès siliceux de l'unité C3 à une zone argilo-gréseuse et aux gris-vert, ferrugineux, de l'unité B1,
- Apparition des grès à stratifications obliques au sommet de l'unité A,
- Passage à nouveau à des grès ferrugineux, gris-verdâtres, en entrant dans l'unité M2.

Le sommet de l'unité C3 est en générale plus argileux que la base : cette tendance est particulièrement nette à X-6 et aussi à X-8 et X-3.

Le développement des grès ferrugineux de l'unité B1 est très irrégulier.

L'unité A est très relativement homogène. la partie argilo-gréseuse située au premier tiers environ de sa hauteur est toutefois d'épaisseur très variable.

Fig.N°12 :Corrélation diagraphique à travers les puits X-5, X-9, X-4, X-7, X-8, X-6, X-10, X-11, X-2, X-3 et X-1 du F6 champ d'Acheb Ouest-Krebb (Sonatrach PED 2003)



II.1.2 Interprétation des corrélations diagraphiques:

Les profils montrent une extension continue du réservoir F6 sur l'ensemble du champ, avec des variations d'épaisseurs.

- ✓ **L'unité C3** : L'unité C3 est présente dans tous les puits avec une épaisseur assez constante, un faible amincissement du sud vers le nord, la valeur moyenne d'épaisseur est de 15.5 m.
- ✓ **L'unité C2** : L'épaisseur de l'unité C2 varie d'un puits à un autre, une faible augmentation de l'épaisseur au niveau du puits X-6
- ✓ **L'unité B1** : l'unité B1 présente une extension latérale assez stable avec quelque perturbation, une nette réduction de son épaisseur en allant vers le Sud,
- ✓ **L'unité A** : montre une extension continue avec une prédominance de la formation gréseuse. L'épaisseur de cette unité est presque constante; il varie de 28 à 32m avec une faible augmentation d'épaisseur au niveau de l'axe de la structure.
- ✓ **L'unité M2** : présente une certaine stabilité des épaisseurs (de 13m à 16 m) dans tout le champ, avec une faible augmentation au niveau du centre de la structure.

L'ensemble des corrélations établies montre l'importance du réservoir F6 dans la région étudiée. Elle présente des épaisseurs assez importantes, elle nous a permis d'éclaircir et mettre en évidence l'évolution latérale du réservoir F6 qui présente une très faible perturbation.

CHAPITRE III: ETUDE ET CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR F6 CHAMP D'ACHEB OUEST-KREBB

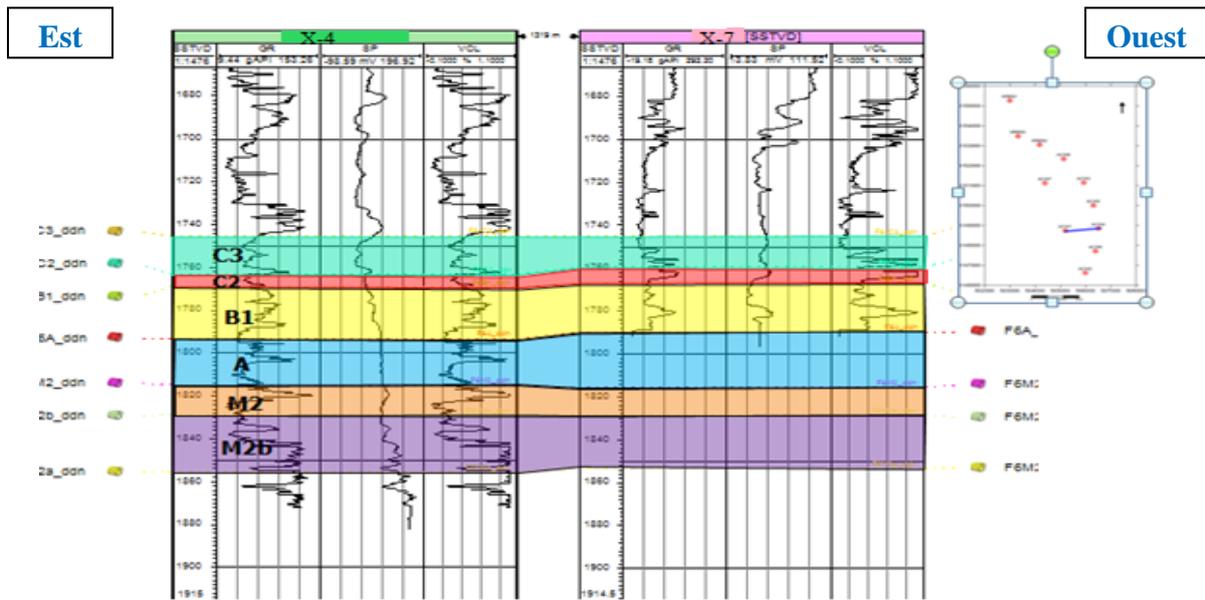


Fig.N°13:Corrélation diagraphique a traversles puits X-4 et X-7

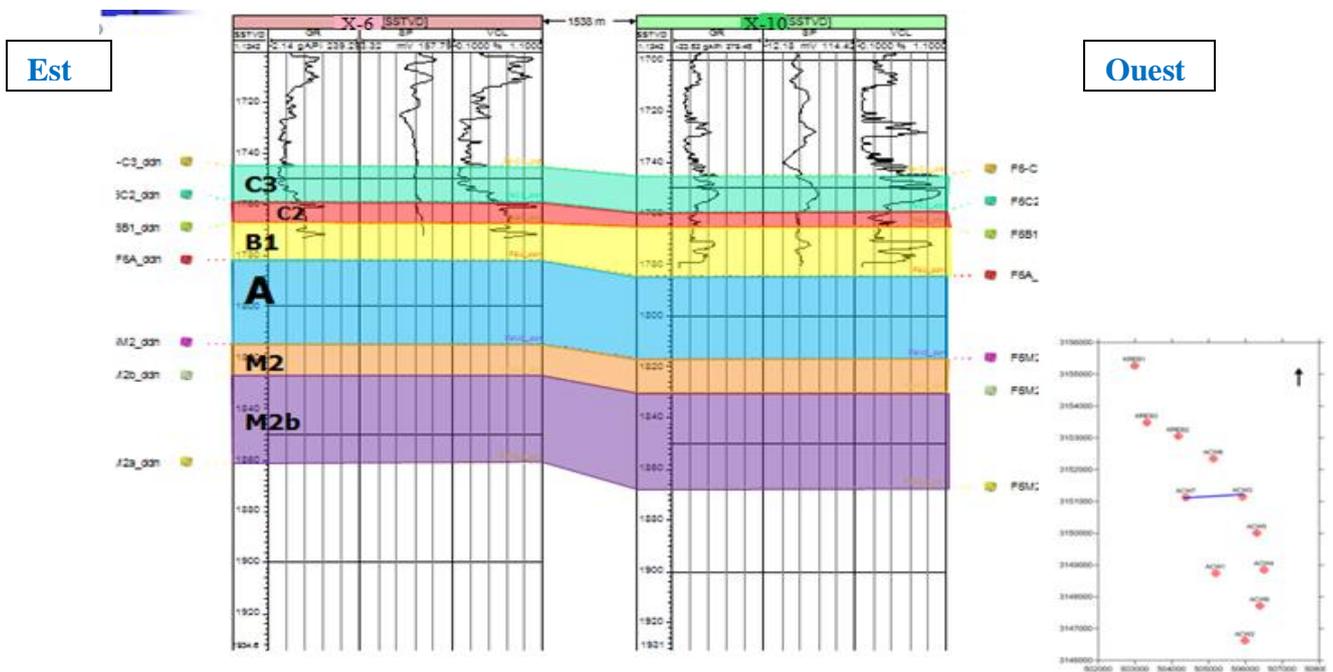


Fig.N°14:Corrélation diagraphique a travers les puits X-6 et X-10

II.2 Interprétation des cartes :

II.2.1 L'unité C3 :

II.2.1.1 La carte structurale au toit de l'unité C3 :

La structure se comporte comme un anticlinal dissymétrique de dimension moyenne allongé dans la direction NW-SE dont le compartiment Ouest est affaissé. Cette structure située au pied de la grande falaise est bordée du côté Ouest par la faille régionale, alors que le synclinal d'axe N-S localisé du côté Est marque la limite de cette structure par rapport à celle d'Acheb. D'autres failles secondaires sont également identifiées avec quelques difficultés lors des corrélations dues principalement aux corrections statiques induites par la grande falaise. (Fig.N°15)

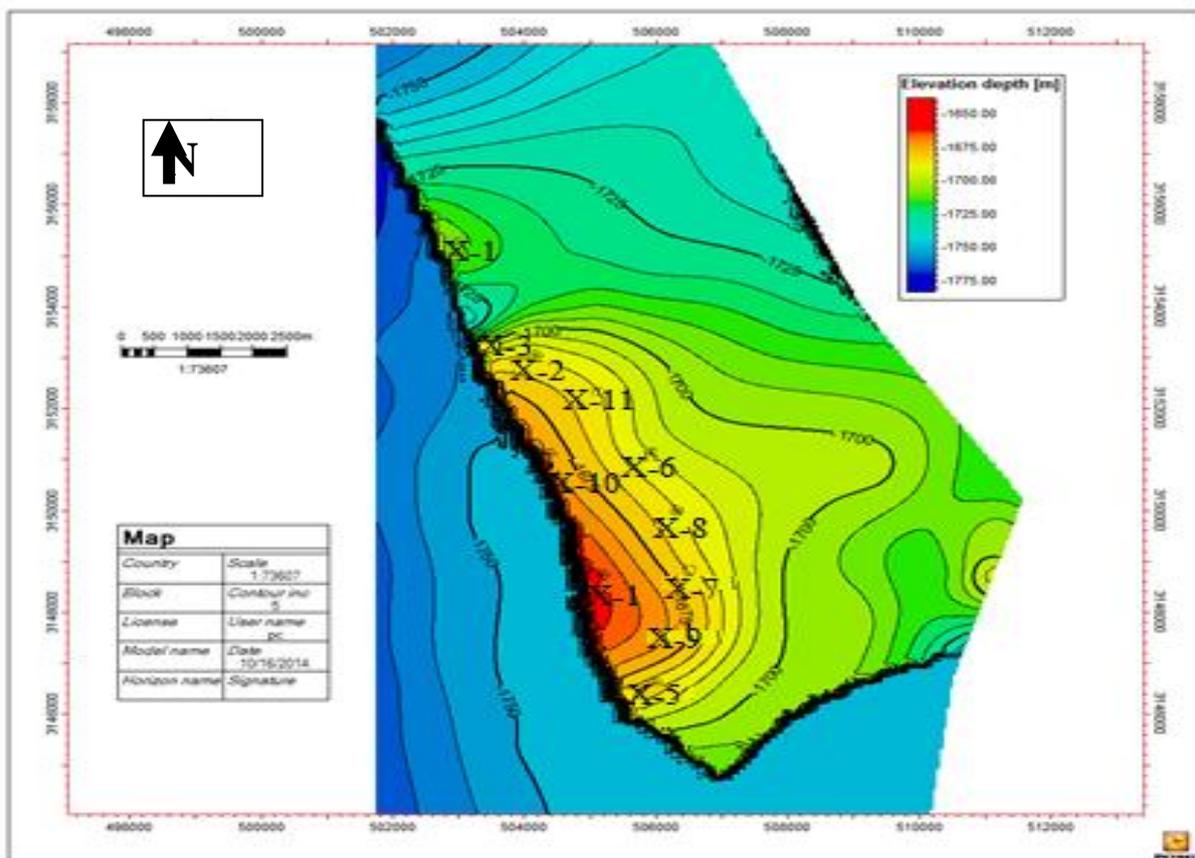


Fig.N°15: Carte structurale au toit de l'unité C3

II.2.1.2 La carte en isopaques l'unité C3 :

L'unité C3 s'étale sur la major partie de la zone d'étude avec des épaisseurs allant de 11m à 21m . L'unité C3 a une épaisseur moyenne de 15 m environ. Elle présente du Sud-ouest vers le Nord-Estun net amincissement du sans doute à une érosion partielle.

Les plus grandes valeurs d'épaisseur se trouvent en allant versle puits X-9(21m), la valeur la plus faible se trouve au niveau du puits X-6 et 8 (11.5 m).(Fig.N°16)

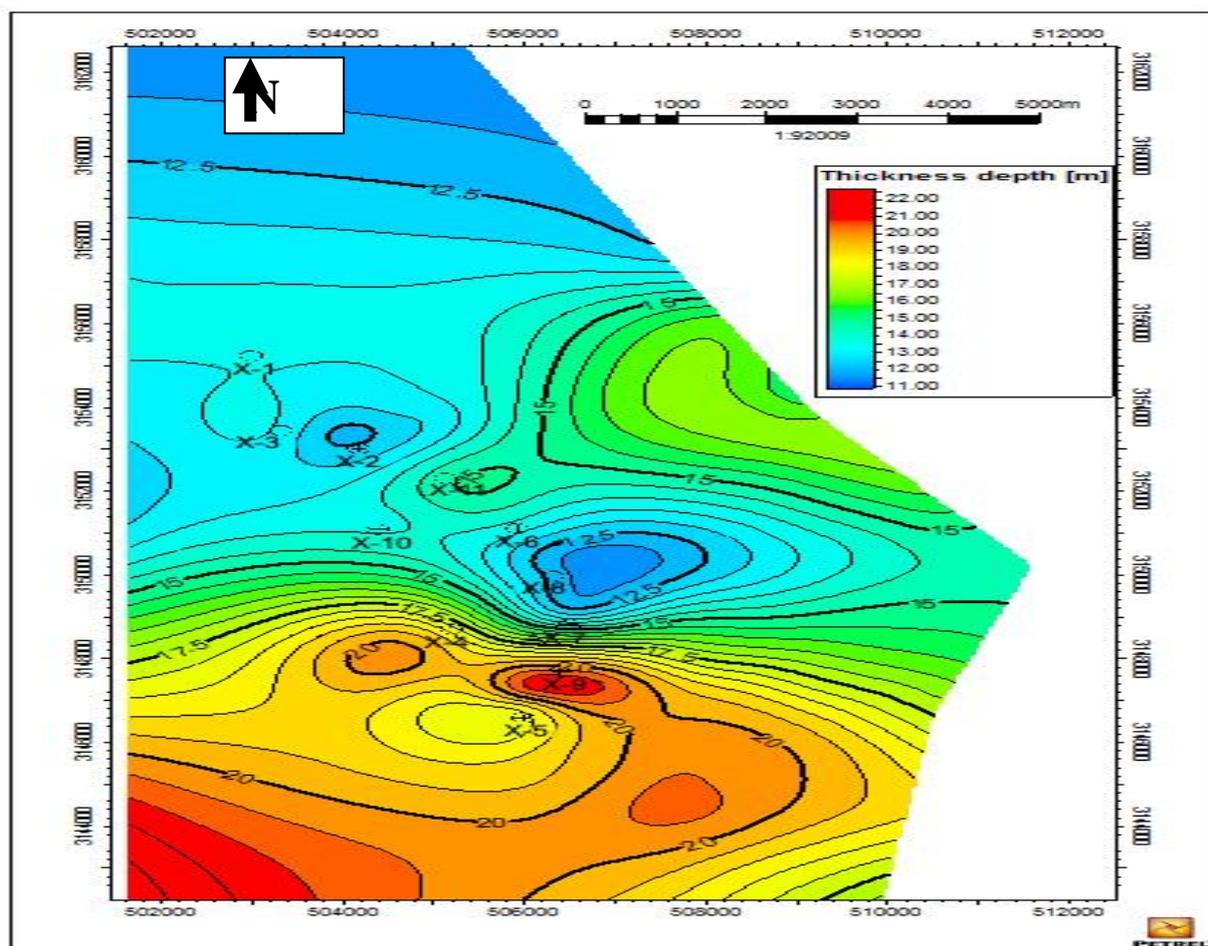


Fig.N°16:Carte en isopaques au toit de l'unité C3

II.2.1.3 La carte en isopaques utile de l'unité C3 :

La carte en isopaques utile de l'unité C3 montre que l'épaisseur utile de cette unité diminue en allant vers le centre de la structure (0m au niveau du puits X-8 et 2m a X-7), les valeurs maximales se trouvent au niveau des puits X-5 et 8 (12.5m et 11.5m), elle montre une tendance à l'épaississement sur les deux périclinaux Nord et Sud.(Fig.N°17)

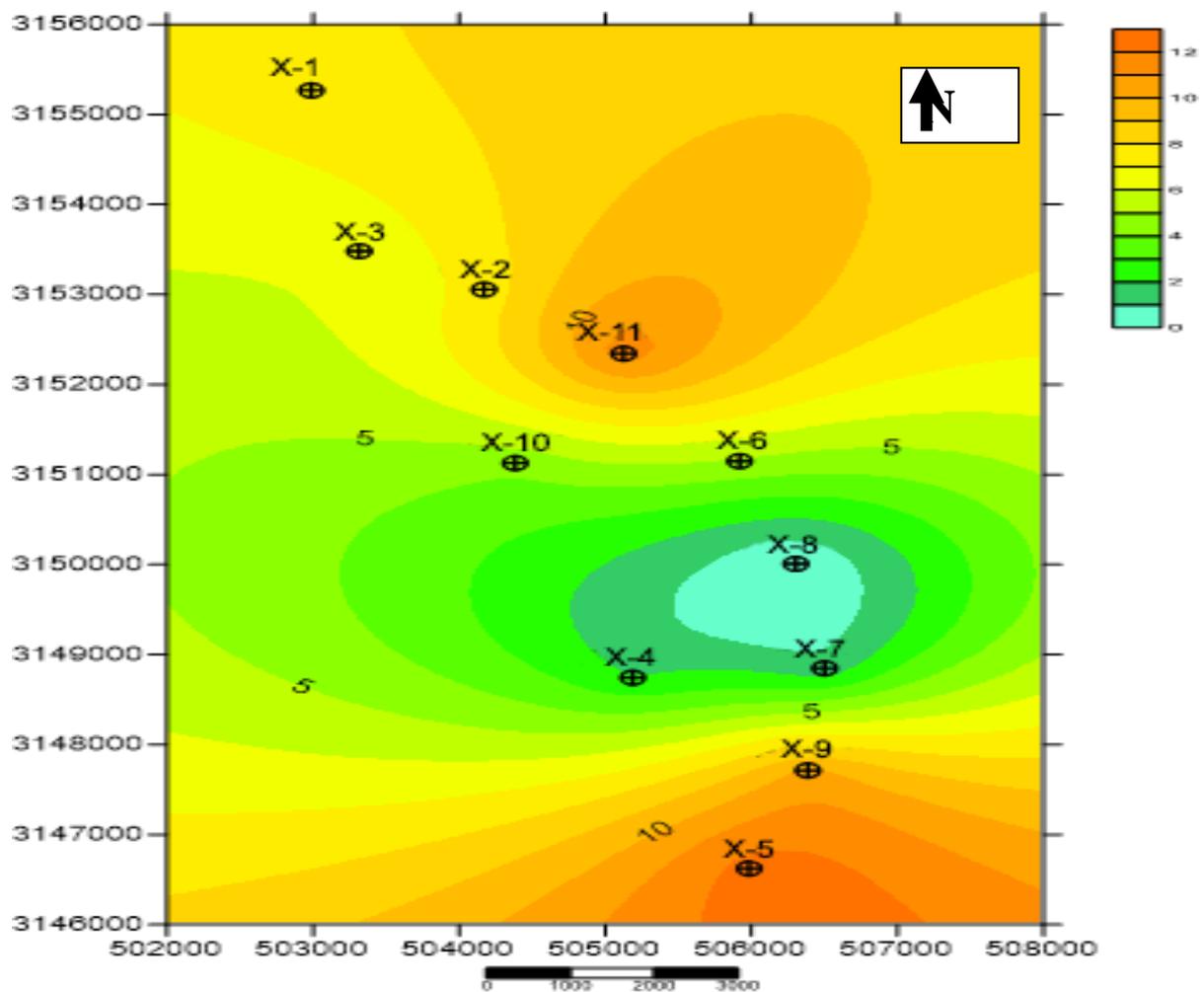


Fig.N°17: Carte en isopaques utile de l'unité C3

II.2.1.4 Carte en isoporosité de l'unité C3 :

Cette carte du réservoir F6-C3 montre une variation latérale de porosité, avec des valeurs allant de 12 % à 19 %. La valeur la plus élevée est enregistrée au niveau du puits X-11, Les valeurs de porosité diminuent sur les deux périclinaux Nord et Sud.(Fig.N°18)

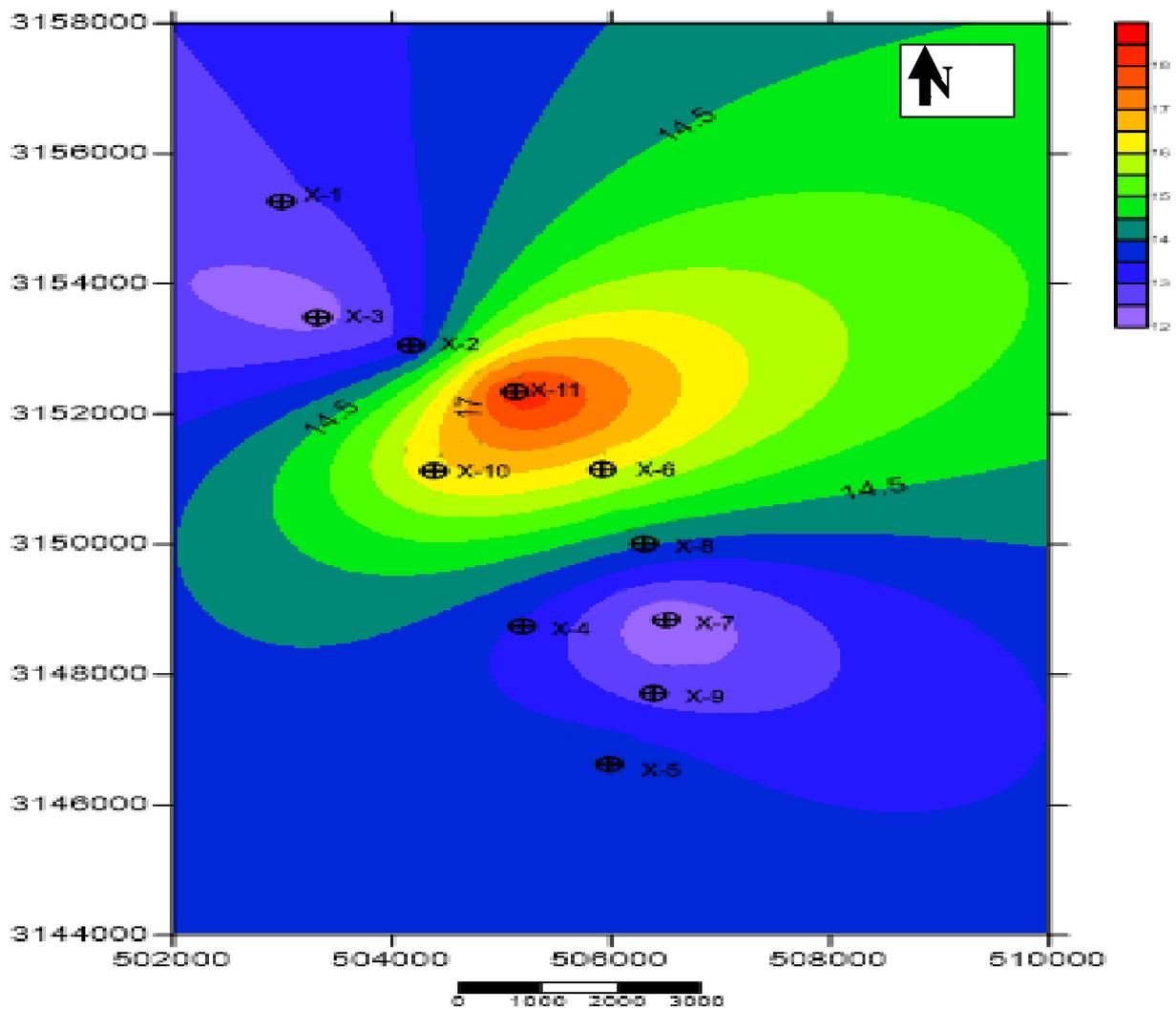


Fig.N°18:Carte en isoporosité de l'unité C3

II.2.1.5 Carte en isoperméabilité de l'unité C3 :

D'après la carte en iso-perméabilité on remarque que :

Des valeurs très élevées de perméabilité au niveau du puits X-11, où elle atteint 1029 MD. Ces valeurs sont dues probablement aux présences d'un réseau de fractures et fissures

Les valeurs de perméabilités diminuent sur les deux périclinaux Nord et Sud (13 md à X-7, 32 md à X-3). (Fig.N°19)

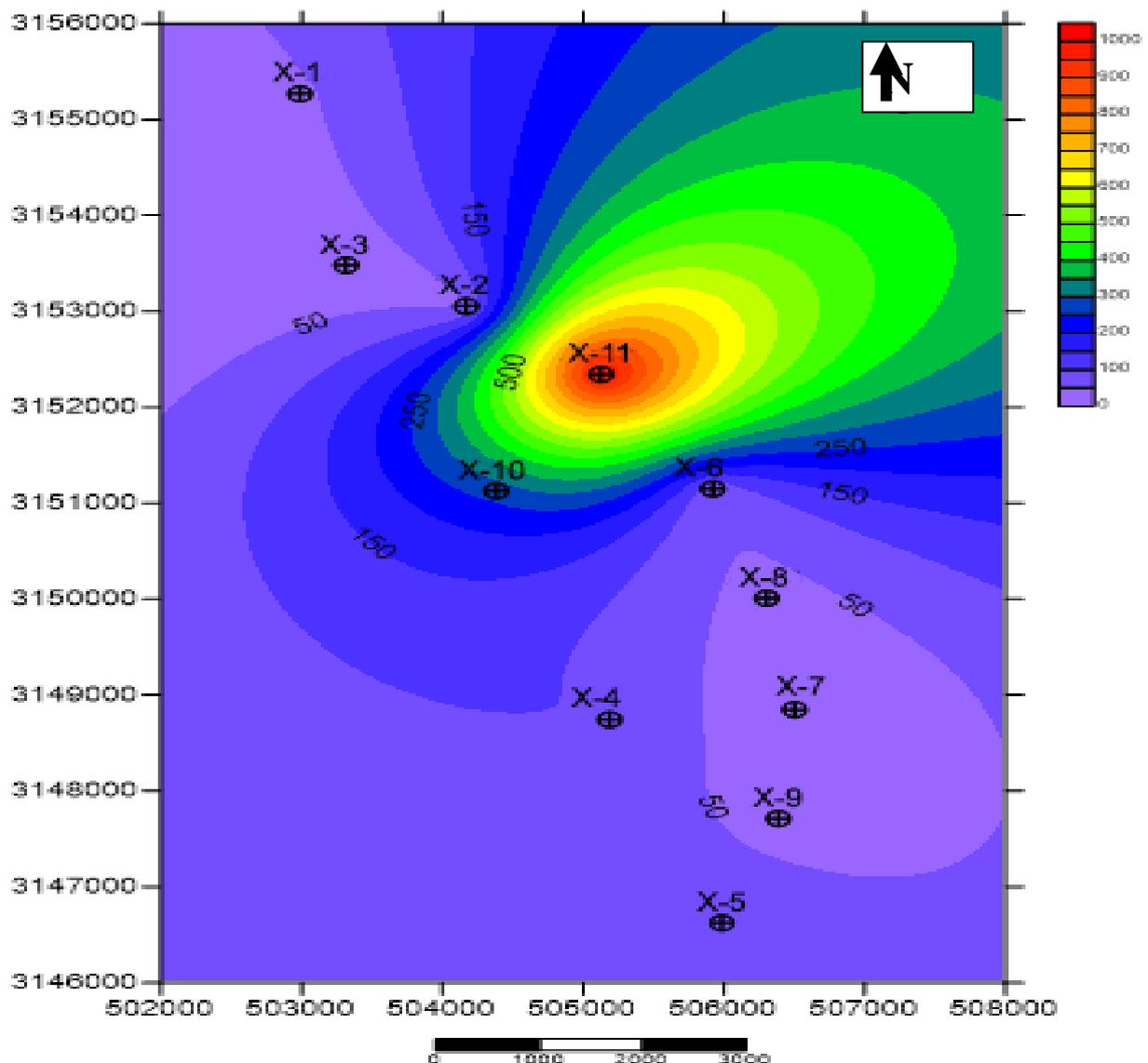


Fig.N°19: Carte en isoperméabilité de l'unité C3

II.2.1.6 Carte en isosaturation en eau(SW) de l'unité C3 :

Pour l'unité C3, les valeurs de saturation en eau les plus élevées sont au Sud de la zone d'étude (40% au niveau d'X-5), les valeurs diminuent en allant vers le Nord, la saturation en eau la plus faibles et enregistrée au niveau du puits X-11 (26%).(Fig.N°20)

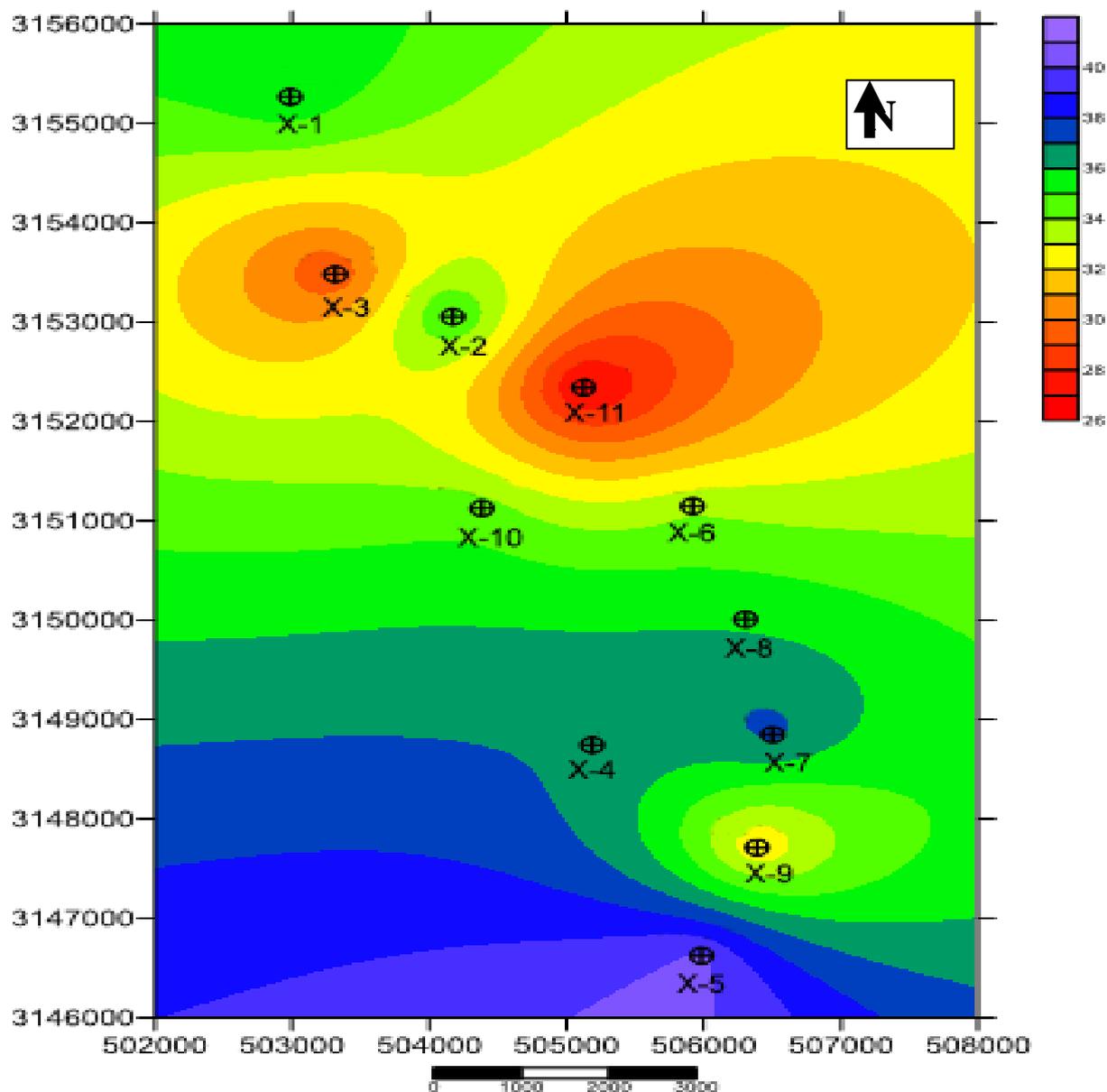


Fig.N°21 : Carte en isosaturation en eau (SW) de l'unité C3

II.2.1.7 Conclusion sur l'unité C3 :

L'interprétation des différentes cartes de répartition des paramètres caractérisant l'unité C3 permet de tirer les conclusions suivantes :

- L'existence d'une structure anticlinale d'orientation NW-SE
- L'unité C3 présente des valeurs moyennes à bonne de porosité et de perméabilité, une faible saturation en eau, ainsi que des épaisseurs utiles moyennes.

II.2.2 L'unité C2 :

II.2.2.1 Les cartes en isopaques et isopaques utile l'unité C2 :

L'unité C2 s'étale sur la structure Acheb Ouest Krebb avec des épaisseurs très faibles allant de 2 m à 6m environ. Les épaisseurs utiles sont inférieures à 0.2m. Cette unité ne présente pas un intérêt pétrolier. (Fig.N°21 et 22)

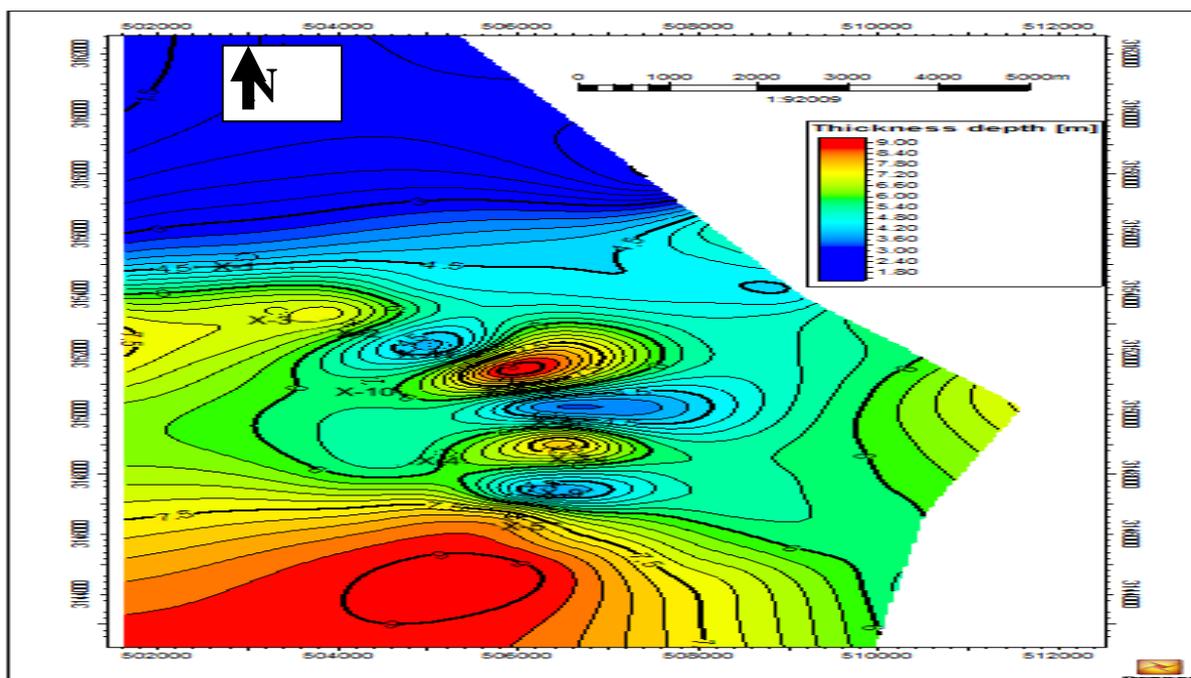


Fig.N°21 : Carte en isopaques de l'unité C2

CHAPITRE III: ETUDE ET CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR F6 CHAMP
D'ACHEB OUEST-KREBB

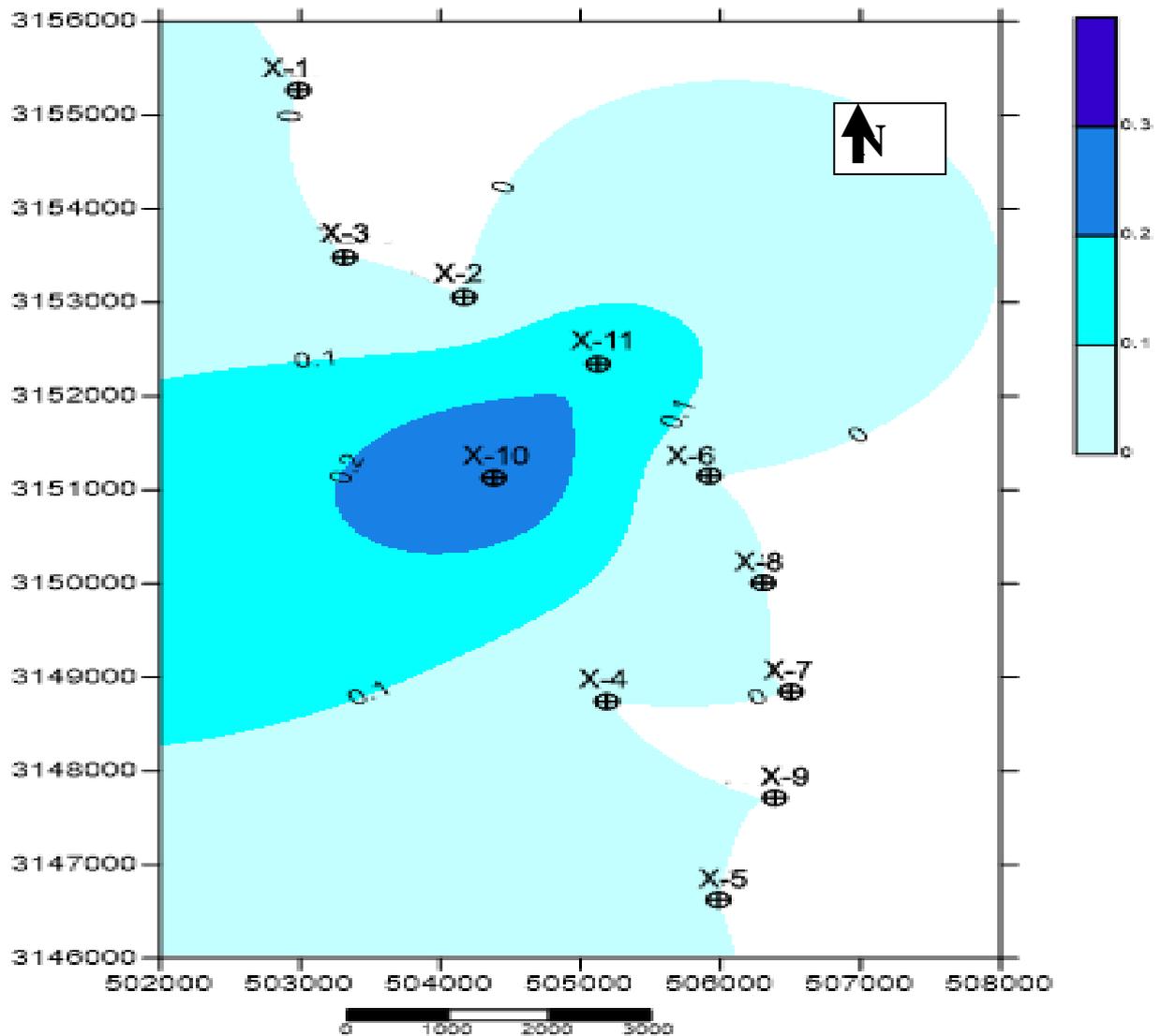


Fig.N°22 : Carte en isopaques utile de l'unité C2

II.2.3 L'unité B1 :

II.2.3.1 Lescartes en isopaques utile du F6-B1 :

L'unité B1 s'épaissit en allant vers la structure de Krebb (Nord-Ouest) en présentant des valeurs assez élevées au niveau de la structure KREB qui atteignent les 32m au niveau du puits X-3. La plus faible valeur se trouve au niveau du puits X-9 (18m).

La carte en épaisseur utile montre de très faibles épaisseurs inférieures à 1 m au niveau des puits X-4, X-5, X-8, X-7, X-8 et X-2. (Fig.N°23 et 24)

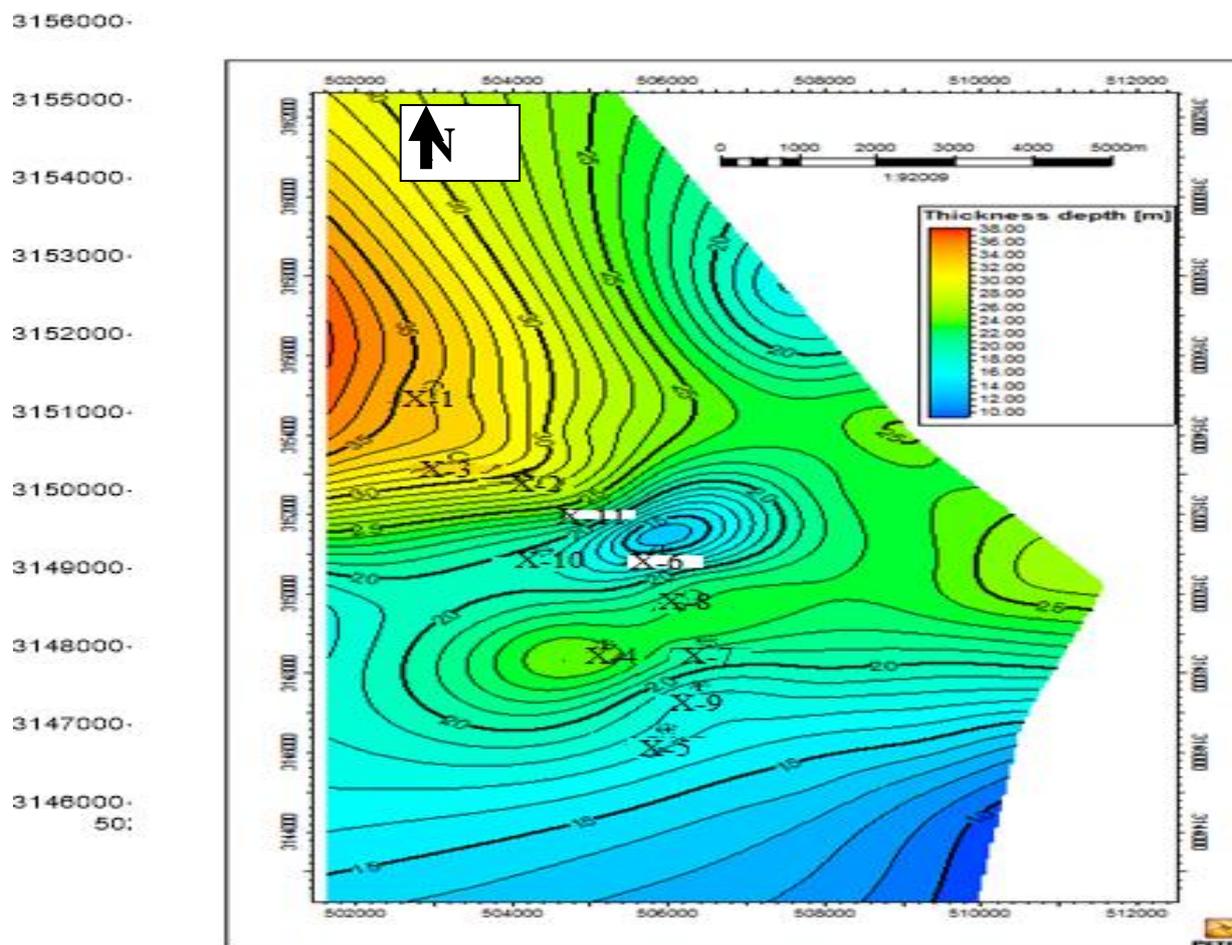


Fig.N°23 : Carte en isopaques de l'unité B1

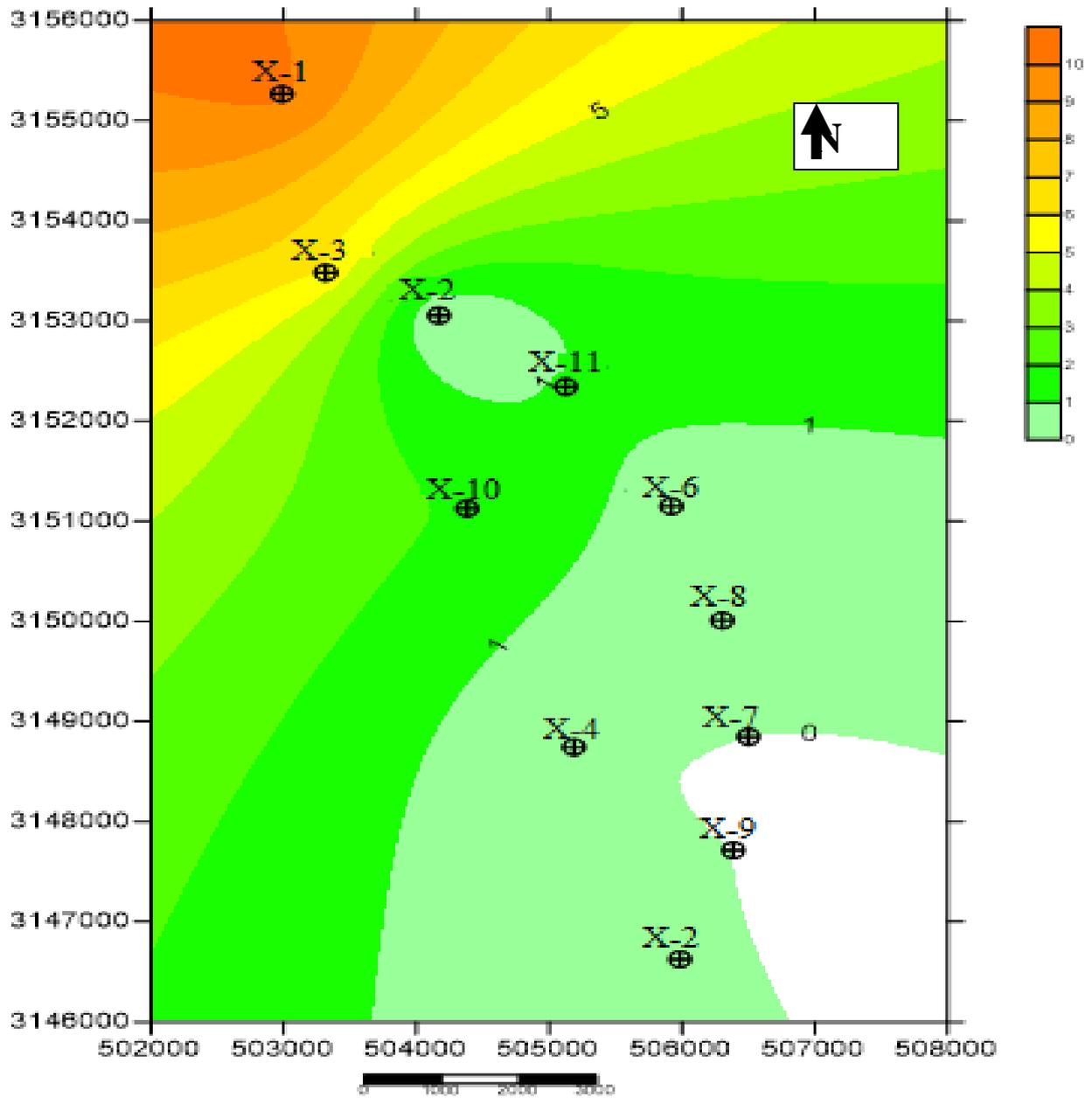


Fig.N°24 : Carte en isopaques utile de l'unité B1

II.2.3.2 Carte en isoporosité de l'unité B1 :

La porosité dans cette unité varie entre 11 à 14% avec une tendance a augmenté en allant vers la structure Krebb ou en enregistre la valeur maximal (14%).(Fig.N°25)

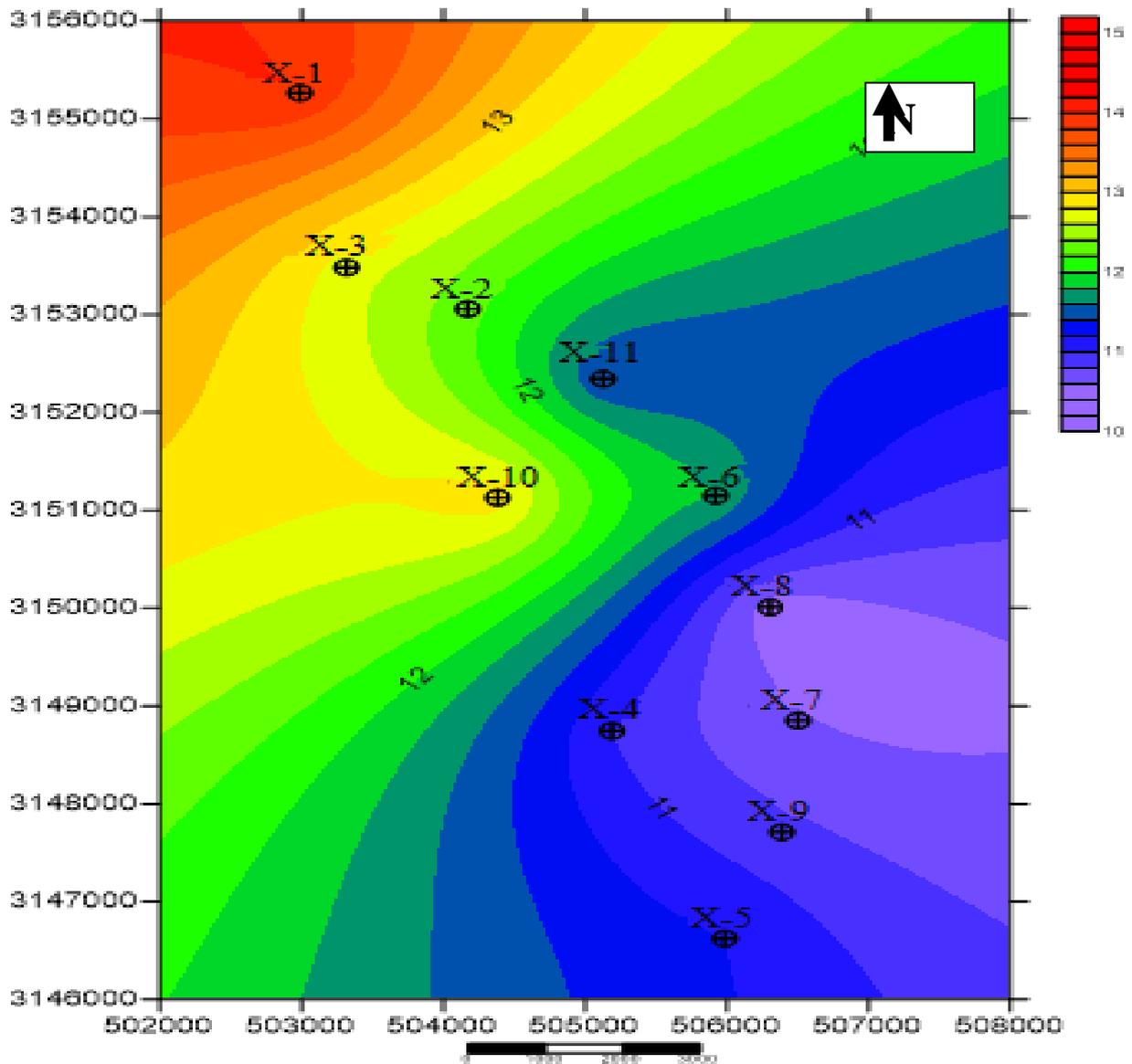


Fig.N°25 : Carte en isoporosité de l'unité B1

II.2.3.3 Carte en isoperméabilité de l'unité B1 :

Les valeurs de perméabilités sont très faibles, la moyenne est de 2 md, la plus grande valeur est de 8.5 md au niveau du puits X-10.(Fig.N°26)

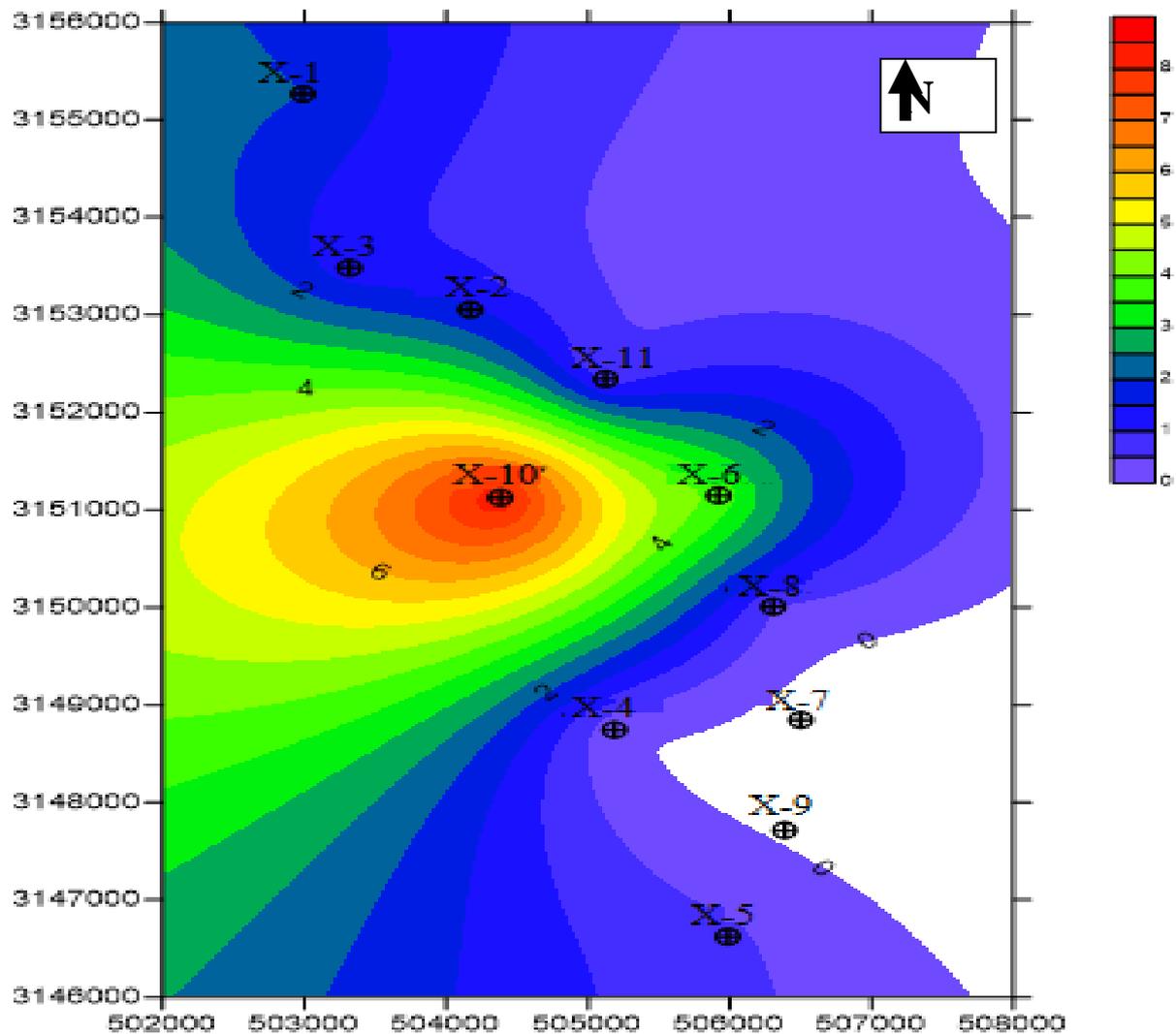


Fig.N°26 : Carte en isoperméabilité de l'unité B1

II.2.3.4 Carte en isosaturation en eau(SW) de l'unité B1 :

Pour l'unité B1, les valeurs maximales sont au Sud de la région (50 % à X-5), les faibles saturations en eau sont enregistrées dans les puits X-3 et X-8 (19.5%, 22%).(Fig.N°27)

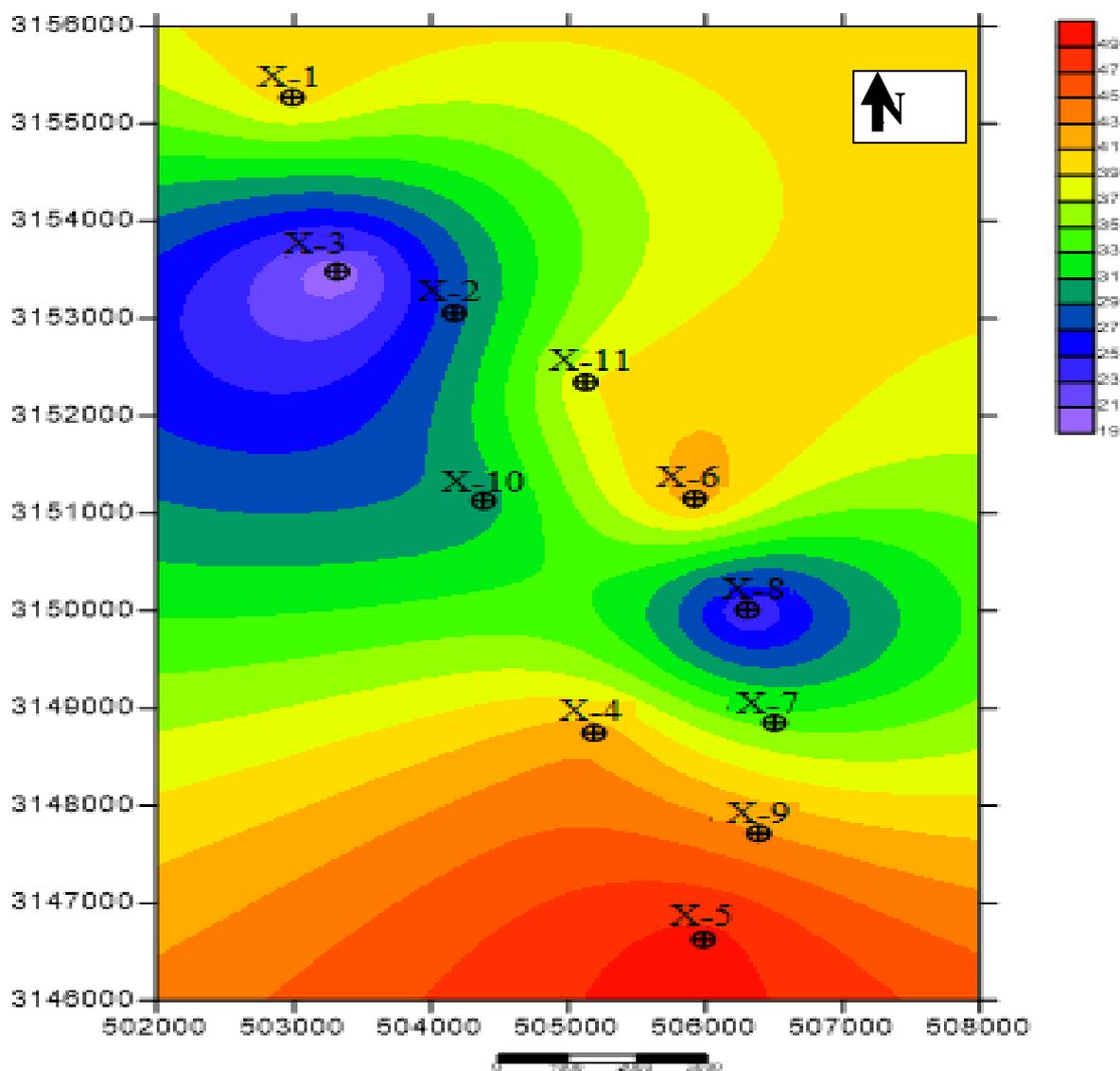


Fig.N°27 : Carte en isosaturation en eau(SW) de l'unité B1

II.2.3.5 Conclusion sur l'unité B1 :

L'interprétation des différentes cartes de répartition des paramètres caractérisant l'unité B1 permet de tirer les conclusions suivantes:

- L'unité B1 Présente des valeurs moyennes à bonne de porosité.
- Les valeurs de perméabilité et les épaisseurs utiles sont faibles,
- une faible saturation en eau.

II.2.4 L'unité A :

II.2.4.1 La carte structurale au toit de l'unité A :

La structure se comporte comme un anticlinal dissymétrique de dimension moyenne allongé dans la direction NW-SE dont le compartiment Ouest est affaissé. Cette structure située au pied de la grande falaise est bordée du côté Ouest par la faille régionale, alors que le synclinal d'axe N-S localisé du côté Est marque la limite de cette structure par rapport à celle d'Acheb. (Fig.N°28). D'autres failles secondaires sont également identifiées avec quelques difficultés lors des corrélations dues principalement aux corrections statiques induites par la grande falaise.

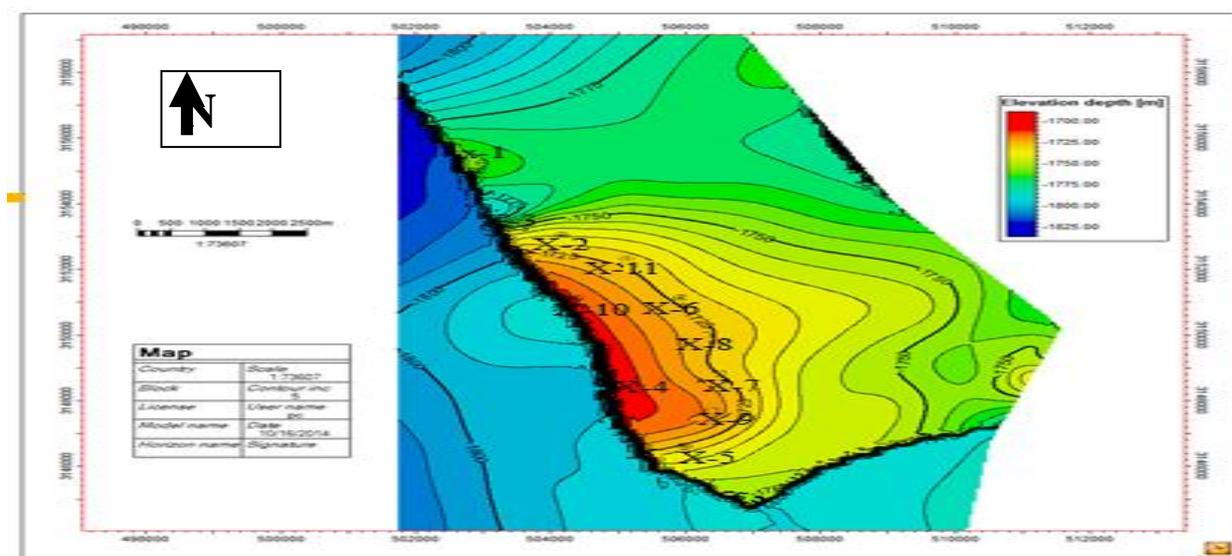


Fig.N°28 : Carte structurale au toit de l'unité A

II.2.4.2 Les cartes en isopaques utiles du F6-A :

L'unité A a des variations de moindre amplitude que les autres zones (de 22m à 32m), les faibles épaisseurs se manifestent au niveau des puits X-5, 4, (22m), des valeurs assez élevées au niveau des puits X-8 et X-10, L'unité A s'amincit du Nord vers le Sud.

Pour la carte d'épaisseur utile, la valeur maximale est enregistrée dans le puits X-9 (24m) situé au Sud- Est. La valeur minimale se trouve au niveau du puits X-3(4.5m).(Fig.N°29)

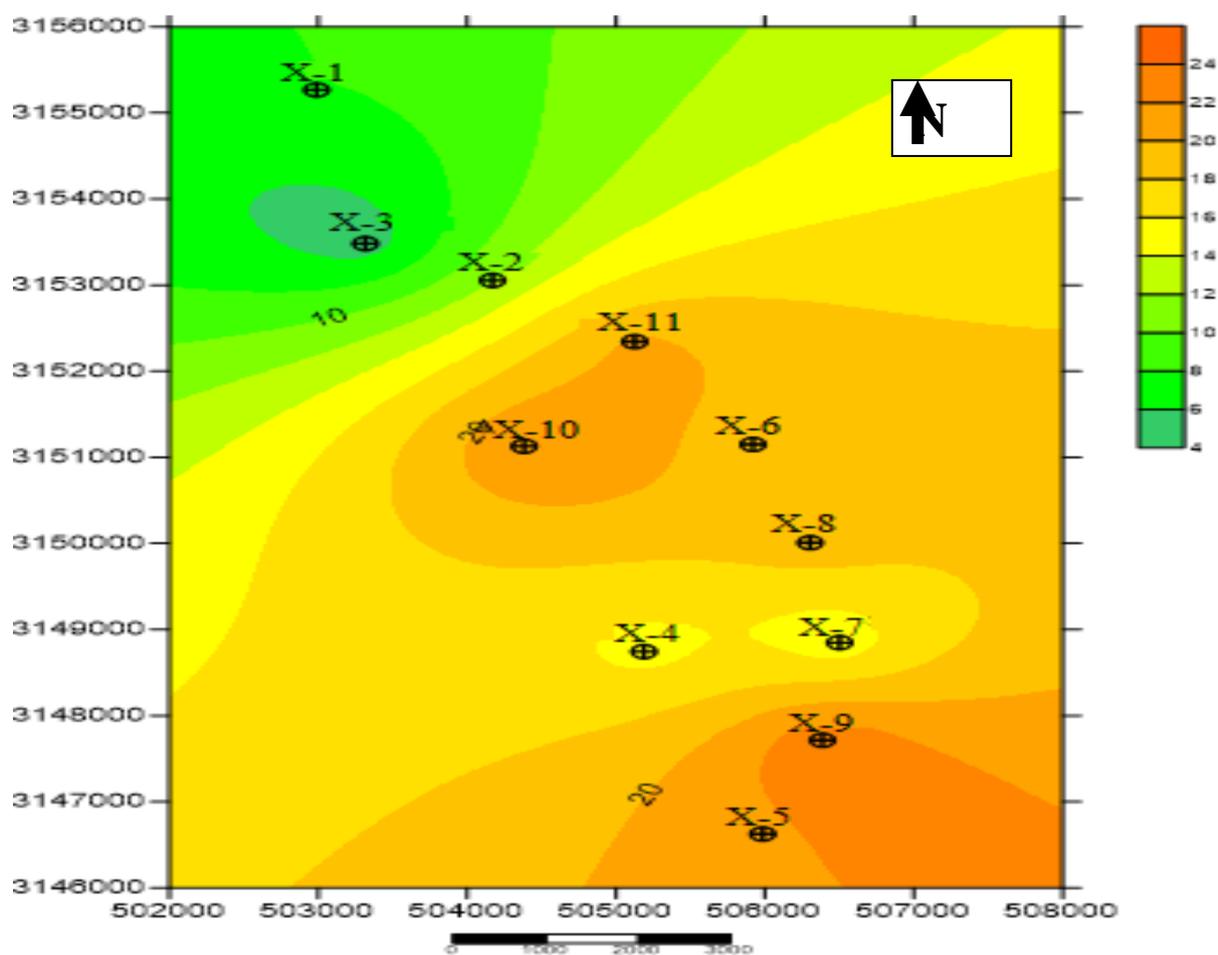


Fig.N°29 : Carte en isopaques utiles de l'unité A

II.2.4.3 Carte en isoporosité de l'unité A :

La porosité moyenne de l'unité A est de 16% environ, les valeurs les plus élevées se trouvent au niveau des puits X-11, X-10 et X-9.(Fig.N°30)

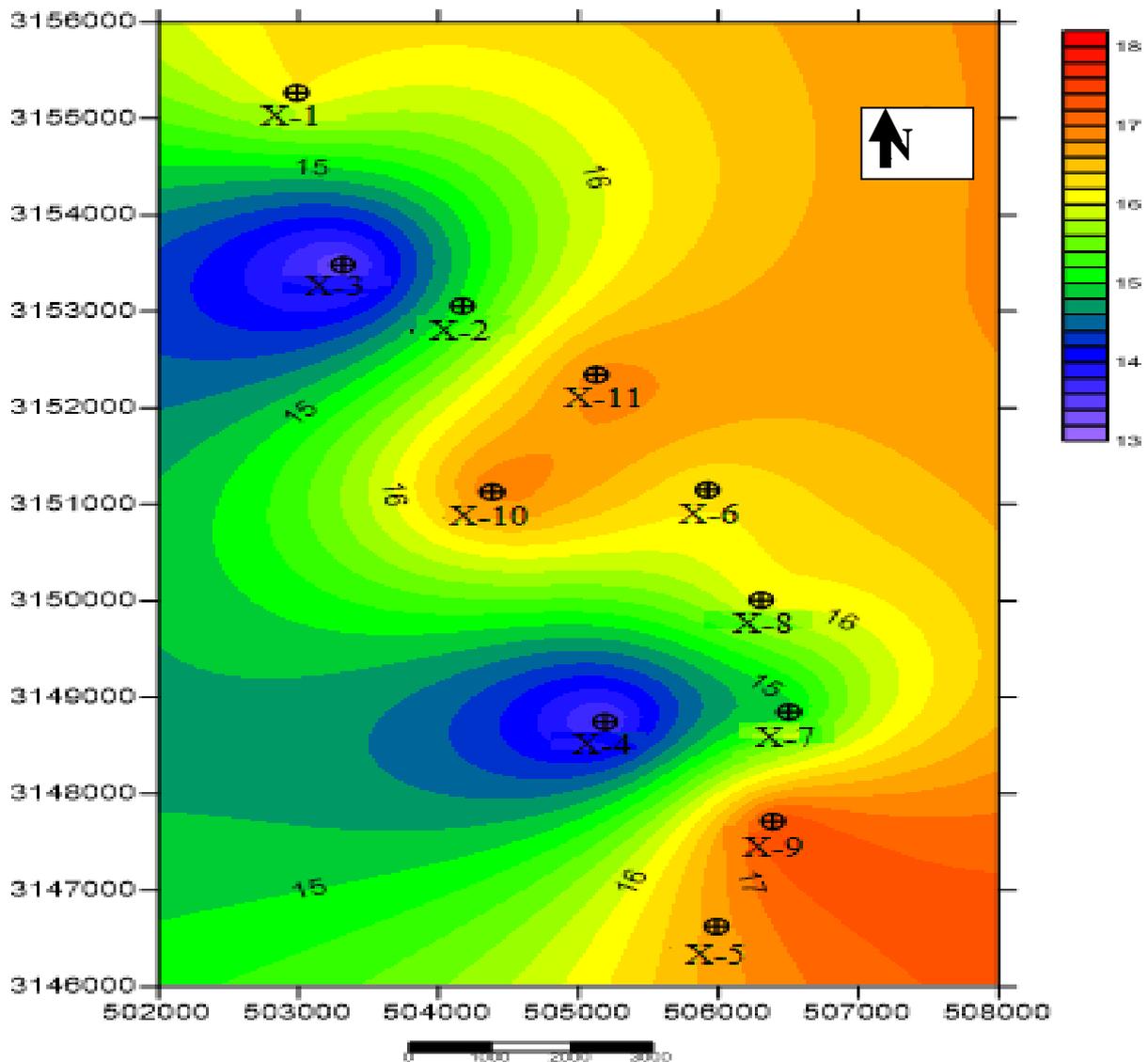


Fig.N°30 : Carte en isoporosité de l'unité A

II.2.4.4 Carte en isoperméabilité de l'unité A :

Nous remarquons que la perméabilité augmente d'Ouest en Est du réservoir, Les valeurs maximales se trouvent au niveau des puits X-9, X-11 et X-5 (296md, 255md, 230 md).La perméabilité est faible dans la partie Nord-Ouest (puits X-1 et X-3 3.8 md, 30 md).L'unité A a des très bonnes valeurs de perméabilités.(Fig.N°31)

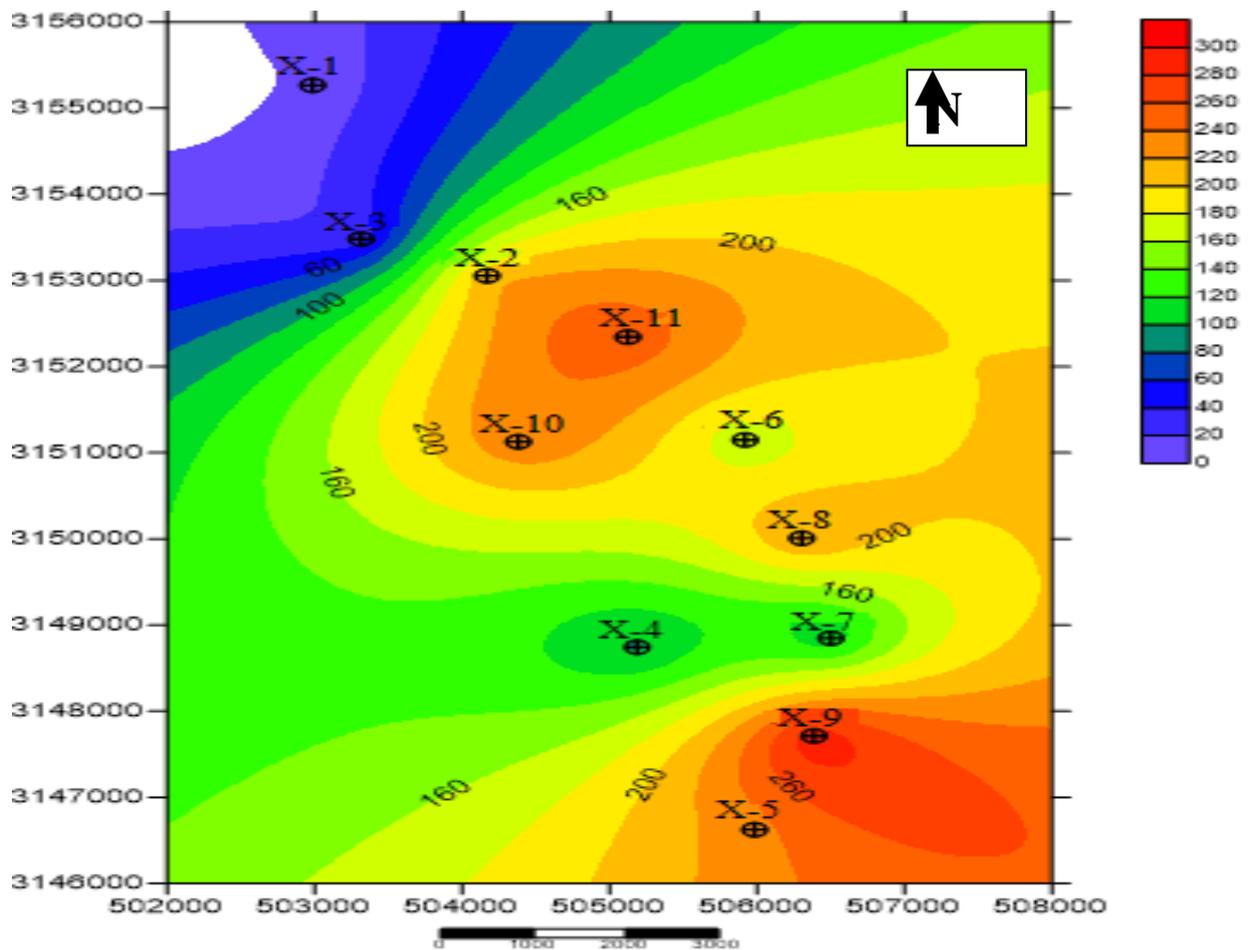


Fig.N°31 : Carte en isoperméabilité de l'unité A

II.2.4.5 Carte en isosaturation en eau(SW) de l'unité A:

L'unité A présente des saturations en eau entre 14 à 43%, les valeurs élevées sont au niveau de la structure de Krebb (flanc nord-ouest), alors qu'au niveau de l'axe de la structure, les saturations en eau sont très faibles.(Fig.N°32)

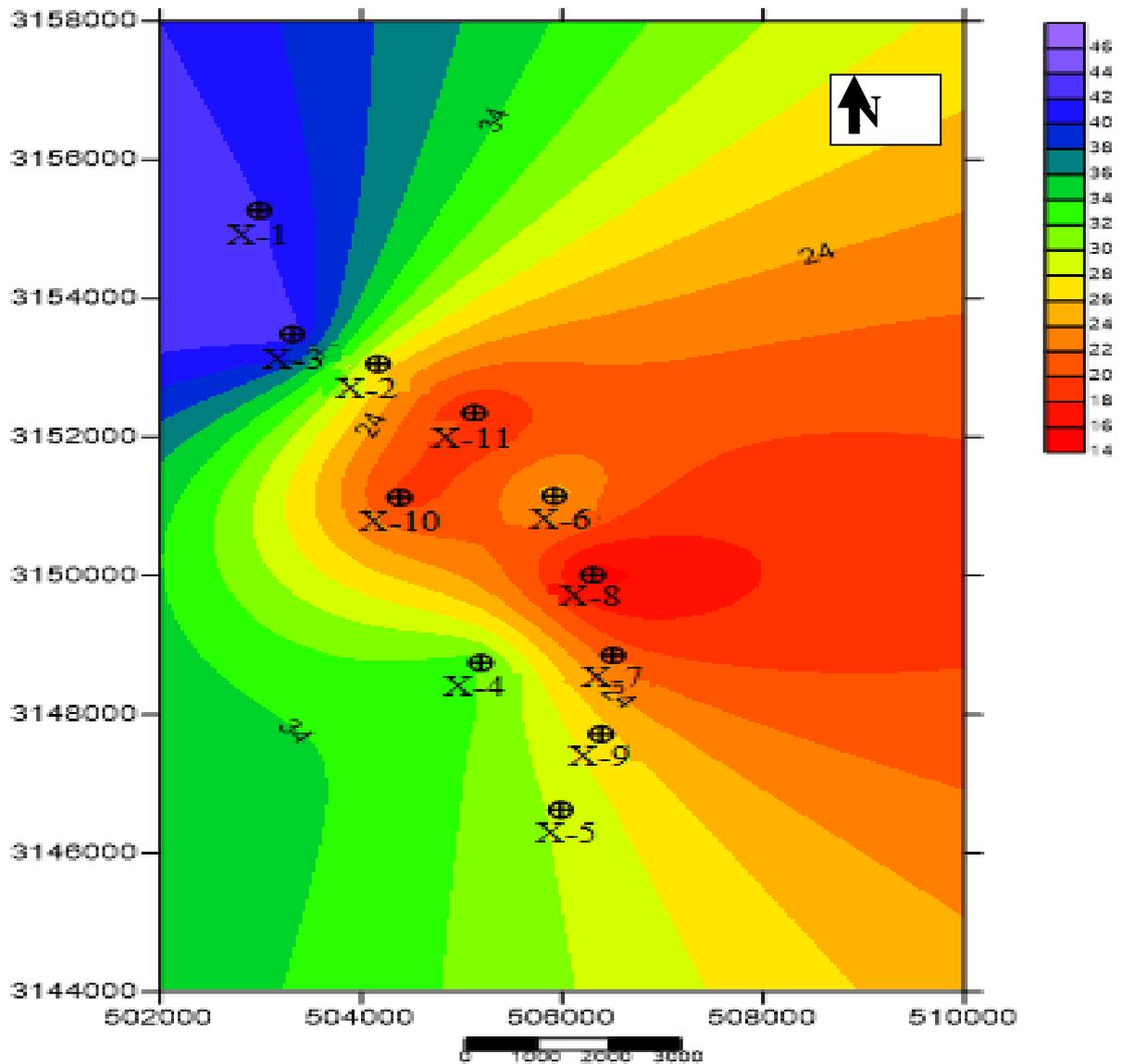


Fig.N°32 : Carte en isosaturation en eau(SW) de l'unité A

II.2.4.6 Conclusion su L'unité A :

L'interprétation des différentes cartes de répartition des paramètres caractérisant le réservoir F6-A de la région Acheb-Ouest Krebb permet de tirer les conclusions suivantes :

- L'existence d'une structure anticlinale d'orientation NW-SE.
- Le réservoir F6-A présente des valeurs moyennes à bonne de porosité
- De très bonnes valeurs de perméabilité,
- Un faible pourcentage d'argile,
- Une faible saturation en eau,
- Ainsi que des épaisseurs utiles importantes.

Ce qui nous conduit à conclure que seule l'unité A présente un intérêt pétrolier important.

II.2.5 L'unité M2 :

II.2.5.1 La carte structurale au toit de M2 :

La carte structurale au toit de l'unité M2 montre une image assez similaire à celle au toit de l'unité A et C3, la structure se comporte comme un anticlinal dissymétrique de dimension moyenne allongé dans la direction NW-SE dont le compartiment Ouest est affaissé. Cette structure située au pied de la grande falaise est bordée du côté Ouest par la faille régionale, alors que le synclinal d'axe N-S localisé du côté Est marque la limite de cette structure par rapport à celle d'Acheb. D'autres failles secondaires sont également identifiées avec quelques difficultés lors des corrélations dues principalement aux corrections statiques induites par la grande falaise. **(Fig.N°33)**

CHAPITRE III: ETUDE ET CARACTÉRISATION DU RÉSERVOIR F6 CHAMP D'ACHEB OUEST-KREBB

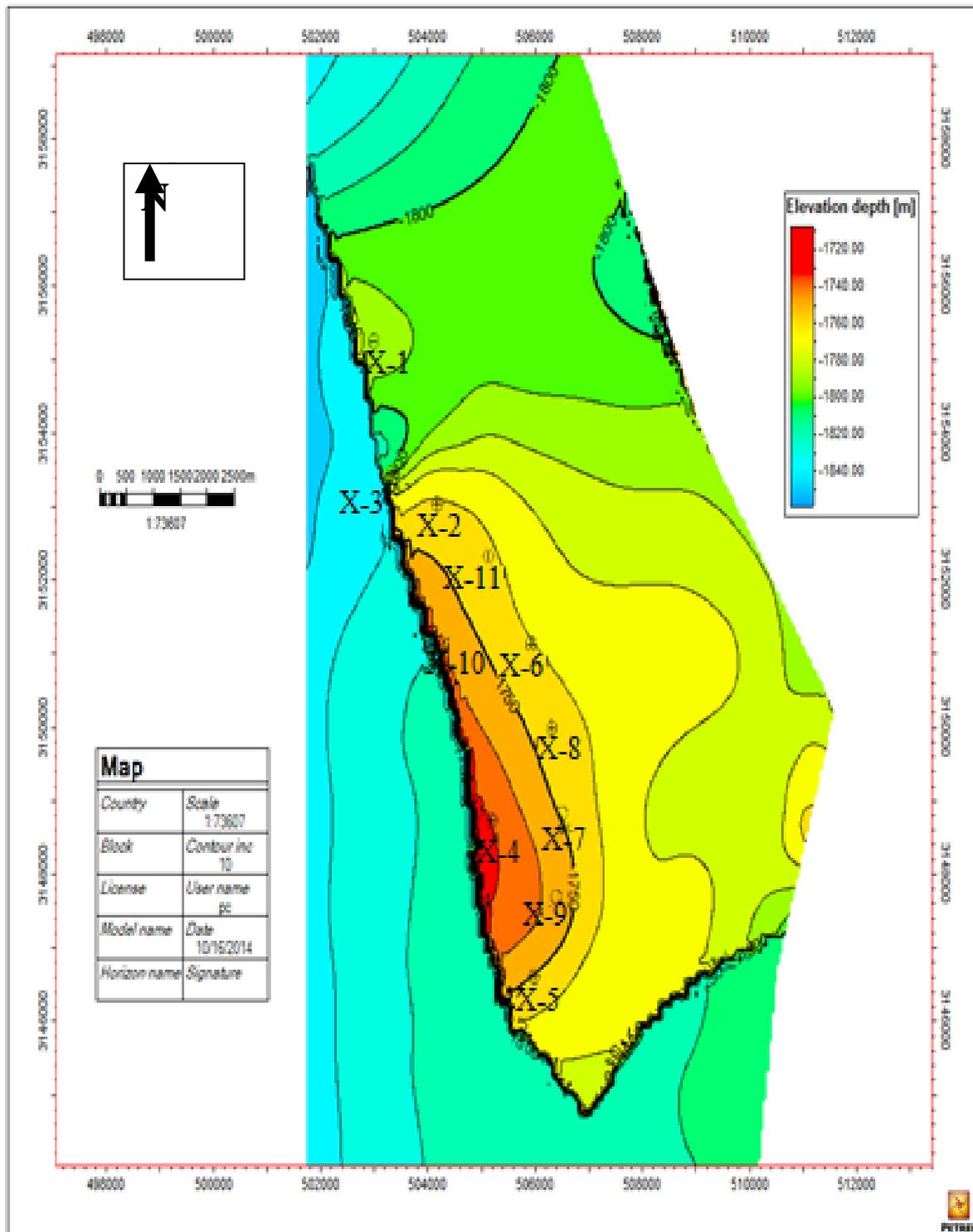


Fig.N°33 : Carte structurale au toit de l'unité M2

II.2.5.2 Les cartes en Isopaques du F6-M2 :

La carte d'Isopaque du réservoir F6-M2 montre une variation latérale de l'épaisseur, avec des épaisseurs allant de 9 m à 17m. La valeur la plus élevée en épaisseur se manifeste au niveau de la structure de KREBB (X-2, X-3). Les épaisseurs utiles sont très faibles sur toute la région (de 0 a 2 m).(Fig.N°34 et35)

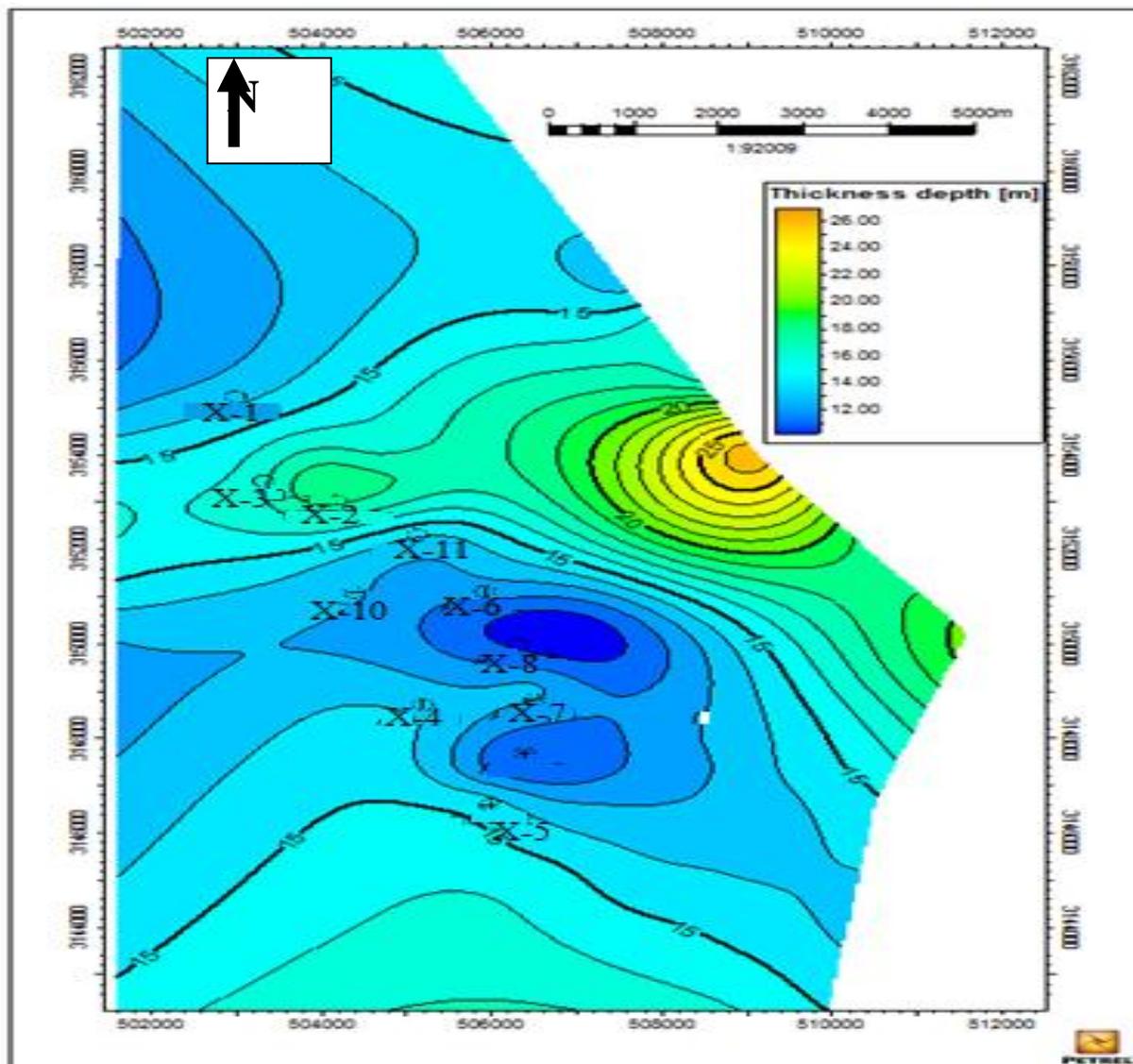


Fig.N°34 : Carte en isopaques de l'unité M2

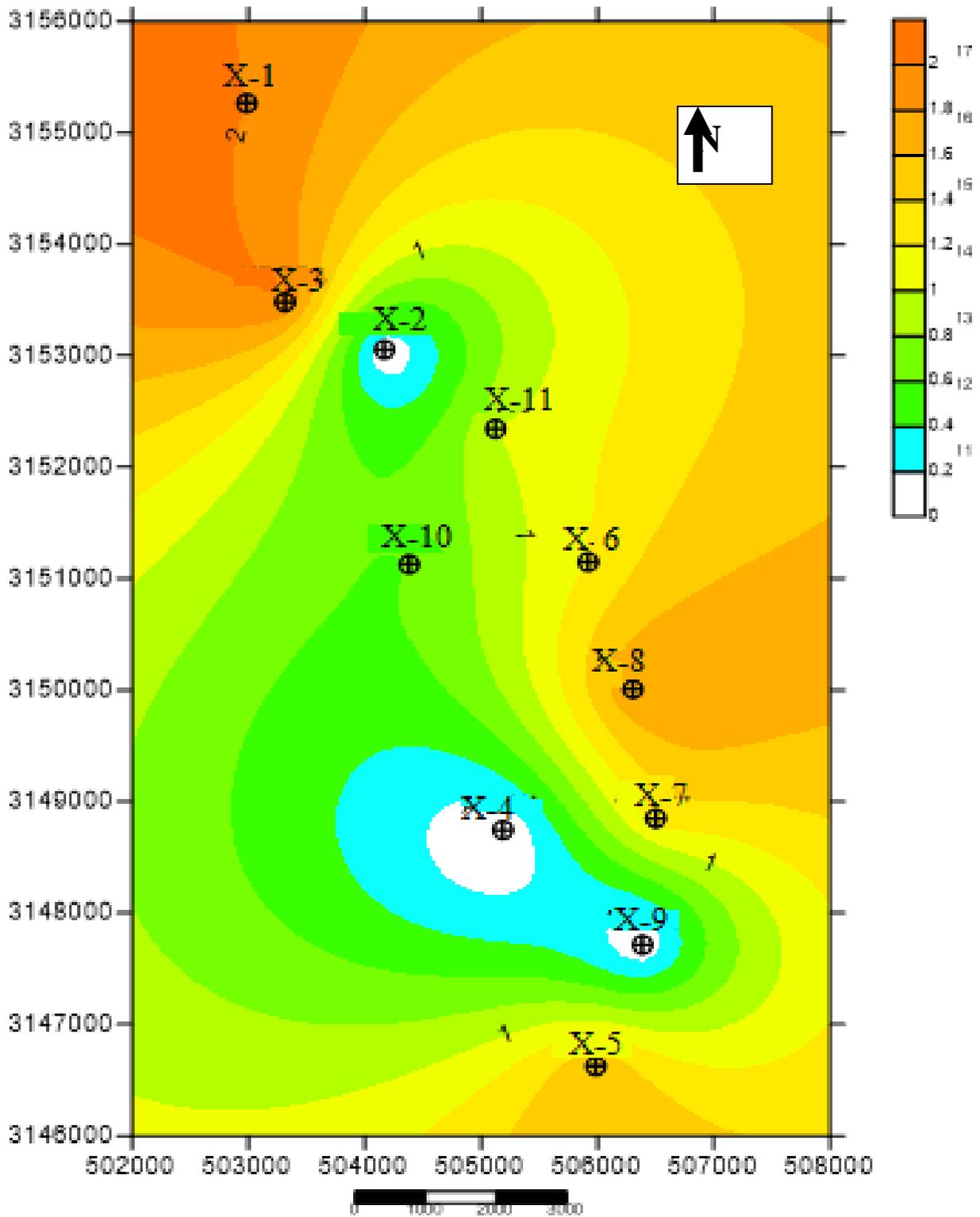


Fig.N°35 :Carte en isopaquesutilesde l'unité M2

II.2.5.3 Carte en isoporosité de l'unité M2 :

Cette carte montre que la valeur maximale de la porosité est de 16,5% enregistrée dans le puits X-11. Les valeurs minimales se trouvent au niveau des puits X-10, X-4 et X-5 (de 10 à 11,5%), ceci indique que la porosité augmente progressivement vers la partie Nord-Est de la zone d'étude. (Fig.N°36)

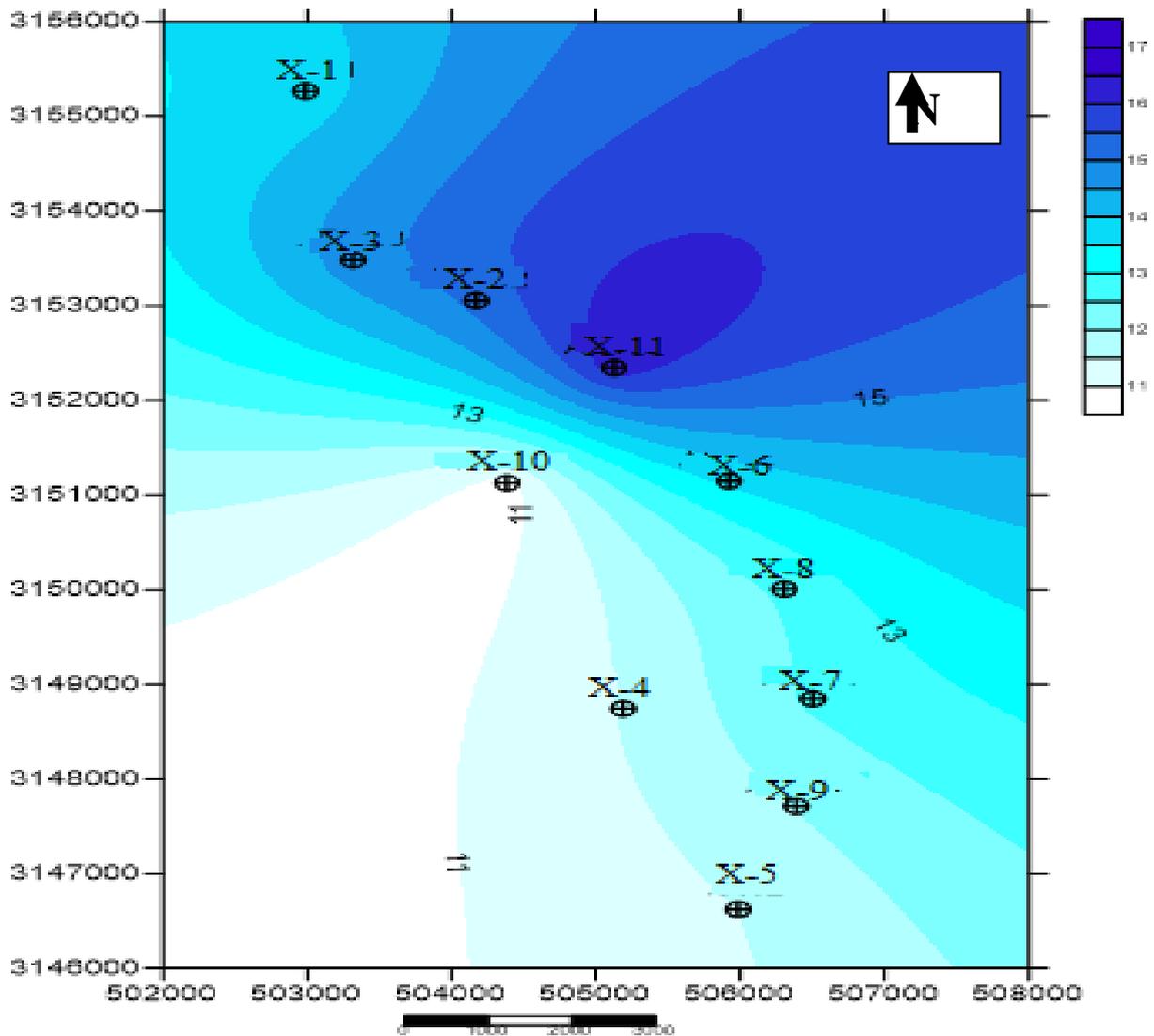


Fig.N°36 :Carte en isoporosité de l'unité M2

II.2.5.4 Carte en iso perméabilité de l'unité M2 :

La perméabilité augmente en allant vers Nord-Est du réservoir, en présentant des valeurs très faibles aux niveaux despuits X-5, X-9, X-7,X-10...la valeur maximale est enregistrée dans le puits X-11 (92 MD).(Fig.N°37)

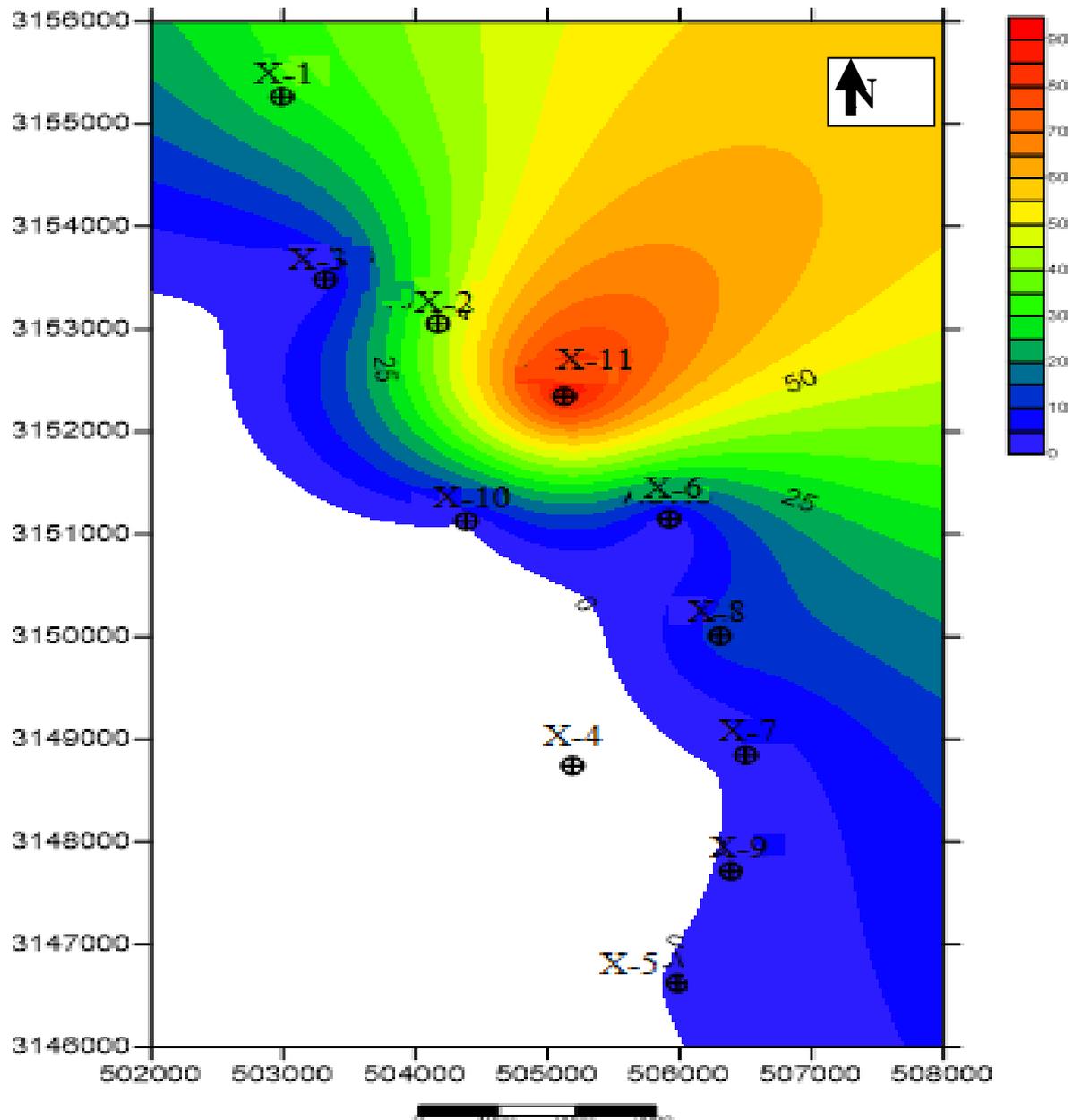


Fig.N°37 :Carte en isoperméabilité de l'unité M2

II.2.5.5 Conclusion su L'unité M2:

L'interprétation des différentes cartes de répartition des paramètres caractérisant l'unité M2 permet de tirer les conclusions suivantes :

- L'existence d'une structure anticlinale d'orientation NW-SE.
- L'unité M2 présente des valeurs moyennes à bonne de porosité
- Des bonnes valeurs de perméabilités au nord et faible en allant vers le Sud, les épaisseurs utiles sont faibles.

II.3 Contacts des fluides :

II.3.1 Limite gaz huile :

D'après l'ensemble des testssur les puits X-4, X-6, X-7 et X-11, la limite gaz huile se situe entre **-1725** et **-1727 m**. La cote retenue et **-1726m** à l'origine.

II.3.2 Limite huile eau:

La limite huile eau à l'origine est visible sur les diagraphies à l'exception de celles enregistrées à X-1, X-3, X-10 et X-4.

Les limites notées sur les autres puits s'ordonnent régulièrement, l'interface s'inclinant du Sud au Nord avec une pente de l'ordre de 1 m par kilomètre. Ce phénomène est en accord avec l'hydrodynamisme régional observé par ailleurs dans l'aquifère du F6.

puits	X-5	X-9	X-7	X-4	X-8	X-6	X-10	X-11	X-2	X-3	X-1
Limite	-	-	-	/	-	-	/	-	-	/	/
H/E	1741	1742	1743.5		1744.5	1745.5		1746	1747.5		

L'épaisseur de l'anneau d'huile varie ainsi de 15 à 24 m d'X-5 puits le plus au sud à X-1 puits le plus au nord

II.4 Pression et température d'origine :

La pression initiale moyenne, déduite des essais standard effectués sur les premiers puits forés, X-4, X-5, X-8 et X-2 avant la mise en production du champ, est de **213.2 bars** à **-1730m**.

La température initiale, à la même cote, est de 97°C.

I. Introduction :

L'estimation des réserves d'hydrocarbures en place a été réalisée par la méthode volumétrique l'évaluation des accumulations d'huile et de gaz est rendue délicate par la complexité du milieu poreux, incertitude sur la forme exacte de champ, faible échantillonnage sur carottes pour les données pétrophysiques (porosité, saturation) et généralement quelques forages pour des surfaces de dizaines de kilomètres carrés.

II. Calcul des réserves d'Huile :

La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

$$Q_{Réc} = F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_h \cdot \theta \cdot \varphi_h \cdot \gamma \quad (\text{En Tonne})$$

Avec :

$Q_{Réc}$: Réserves récupérables d'huile aux conditions de surface du sol en tonnes

F : La superficie du gisement m^2 .

h_u : L'épaisseur utile en m.

Φ_u : Le coefficient de porosité ouverte en fraction d'unité.

S_h : La saturation en huile en fraction d'unité.

θ : Coefficient de recalcul servant à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface.

φ_h : La densité de l'huile en T/m^3 .

γ : Coefficient de récupération (taux de récupération) c'est à dire le pourcentage d'huile qui pourra être extrait des gisements

$F \cdot h_u$: Volume d'huile du gisement.

$F \cdot h_u \cdot \Phi_u$: Volume des pores ouvert.

$F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_h$: Le volume d'huile qui se trouve dans les pores.

$F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_h \cdot \theta$: Volume d'huile dans les conditions standard.

$F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_h \cdot \theta \cdot \varphi_h$: Réserves en place en T.

$F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_h \cdot \theta \cdot \varphi_h \cdot \gamma$: Reserve récupérable en T.

II.1 Détermination des différents paramètres :

II.1.1 Calcul de la surface de la zone d'huile :

Sur la carte en isobathes la surface de la zone d'huile est celle délimitée par le contour Eau-Huile, on mesure la superficie productive entre les frontières délimitées par deux iso-lignes. (Fig.38).

On a calculé la surface productive par la méthode classique en utilisant le papier millimétré.

La surface productive a été évaluée à :

$$F = 37 \cdot 10^6 \text{ m}^2 = 37 \text{ km}^2$$

II.1.2 Evaluation de la porosité moyenne :

Selon les données des puits le cut off de porosité a été déterminé à 6 % (Sonatrach), après avoir éliminé les valeurs inférieures au cut off, on calcule le coefficient de porosité ouverte comme une moyenne arithmétique

$$\Phi_{moy} = \frac{\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 \dots \Phi_N}{N}$$

$$\Phi = 15 \%$$

II.1.3 Calcul de l'épaisseur utile moyenne :

Après la détermination du cut off de porosité 6 % et 1 md pour la perméabilité, l'épaisseur effective se calcule comme une moyenne arithmétique :

$$h_{umoy} = \frac{h_1 + h_2 + h_3 \dots + h_N}{N}$$

h_1, h_2, \dots, h_n : les épaisseurs moyennes du réservoir au niveau des puits. Après avoir fait les calculs:

$$h_{umoy} = 11 \text{ m}$$

II.1.4 Coefficient moyen de saturation :

Le coefficient moyen de saturation se calcule comme une moyenne arithmétique.

$$Sh = 79 \%$$

II.1.5 Coefficient de recalcul θ :

Ce coefficient est utilisé pour réduire les réserves d'huile des conditions de couche à la condition standard

$$\theta = 1/b_o$$

Avec :

b_o : facteur volumétrique =1.77

$$\theta = 1/1.77 = 0.56$$

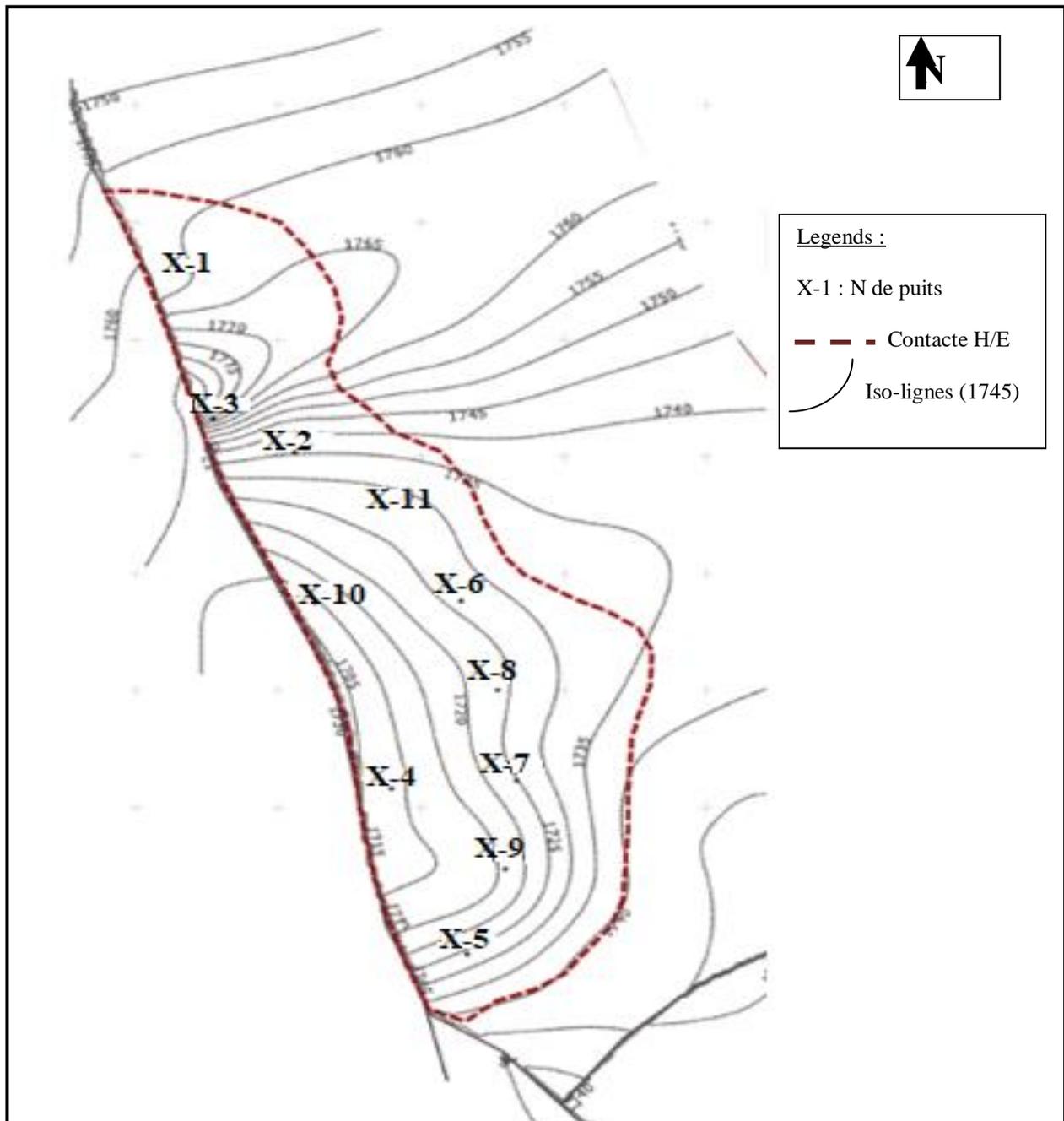


Fig.N°38 :Carte en isobathes au toit de l'unité A

II.1.6 Les réserves d'huile en place :

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule citée au par avant et sachant que la densité d'huile est de 0.805, on peut déterminer les réserves d'huile en place (Q_0).

$$Q_0 = F \cdot h_0 \cdot \Phi \cdot S_0 \cdot \theta \cdot \delta$$

AN :

$$Q_0 = 37 \cdot 10^6 \times 11 \times 0.15 \times 0.79 \times 0.56 \times 0,805$$

$$\text{Donc: } Q_0 = 21,74 \cdot 10^6 \text{ Tonnes d'huile en place}$$

II.1.7 Les réserves récupérables :

Pour le calcul de ces réserves il faut déterminer le coefficient de récupération, le choix de la valeur de ce coefficient est fonction du régime de production :

- $\gamma = 60\%$ à 80% pour le régime de production hydraulique actif
- $\gamma = 50\%$ à 70% pour le régime de production d'expansion par gaz cap
- $\gamma = 20\%$ à 40% pour le régime de production par expansion des gaz dissous
- $\gamma = 20\%$ au maximum pour le régime de production de drainage par gravité.

Pour le Champ de d'ACHEB OUEST la valeur moyenne théorique du coefficient de récupération est de 28% (Sonatrach), donc les réserves récupérables sont estimées à :

$$Q_{rec} = Q_0 \cdot \gamma$$

AN :

$$Q_{rec} = 21,74 \times 0.28$$

$$Q_{rec} = 6,08 \cdot 10^6 \text{ Tonnes d'huile}$$

II.1.8 Conclusion :

Au cours de l'évaluation des réserves du F6 d'ACHEB OUEST -KREBB, nous avons utilisé les données de 11 puits, c'est ce qui nous a permis d'obtenir le résultat suivant :

Les différentes réserves	Réserves recalculées	Réserves d'après Sonatrach
Réserves d'huile en place	21.74 . 10⁶ Tonnes d'huile	27.25 . 10⁶ Tonnes d'huile
Réserves récupérables	6.08 . 10⁶ Tonnes d'huile Coefrec = 30 %	8.17 . 10⁶ Tonnes d'huile Coefrec = 30 %

Tab N°5 : Les résultats d'évaluation des réserves en huile du champ d'Acheb West Krebb.

Lors du dernier calcul de réserves établi par PED, les réserves d'huile en place trouvées sont **27.25 10⁶ Tonnes** d'huile en place, ou réserves recalculées sont **21.74 10⁶ Tonnes** d'huile en place.

L'écart qui existe entre les réserves en place calculées et les réserves en place données par PED est de **5.51 10⁶ Tonnes** d'huile, Ceci s'explique peut-être par la différence entre la surface de gisement planifiée à partir de la carte en isobathes et la surface déterminée au niveau de PED.

III. Calcul des réserves de Gaz :

Pour le calcul des réserves de gaz en utilise la formule suivante :

$$V = F \cdot h \cdot \phi \cdot f \cdot \left(\frac{P}{Z} - \frac{P_f}{Z_f} \right) \cdot S_g \cdot \delta_g$$

Avec :

V :réserves industrielles à la date de calcul en **10⁹ m³**

F :superficiegazéifier en **m²**

h : épaisseur utile saturée en gaz, en **m**

ϕ: coefficient de porosité ouverte en fraction unité

f : coefficient de la correction de la température pour la réduction du volume de gaz à la

température standard $f = \frac{T+t_{st}}{T+t_c}$

t_{st} : 20° c

t_c : température de la couche(97° c)

Z et **Z_f** : coefficient de compressibilité de gaz

P : pression moyenne de gaz dans le gisement à la date de calcul **P = 213 bar**

P_f: pression moyenne finale dans le gisement après la récupération industrielle detoute les réserves de gaz **P_f = 40 bar**

S_g : coefficient de saturation de gaz

δ_g : coefficient de récupération

III.1 Détermination des différents paramètres :

III.1.1 Calculé la surface productive :

On a calculé la surface productive par la méthode classique en utilisant le papier millimétré. La surface de la zone de gaz

$$F = 44,2 \cdot 10^6 \text{ m}^2 = 44,2 \text{ km}^2$$

III.1.2 Le coefficient de porosité ouverte :

$$\Phi_{moy} = \frac{\Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 \dots \Phi_N}{N}$$

$$\Phi_{moy} = 14 \%$$

III.1.3 L'épaisseur effective pétrolifère :

$$h = 4,1 \text{ m}$$

III.1.4 La saturation en gaz du gisement :

$$S_g = 66\%$$

Coefficient de correction de la température : Ce coefficient utilise pour la réduction d'un volume de gaz à la température standard

$$f = 0,8$$

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule citée au part avant, on peut déterminer les réserves de gaz en place V d'où :

$$V = 44,2 \cdot 10^6 \times 4,1 \times 0,14 \times 0,8 \times \left(\frac{P}{Z} - \frac{P_f}{Z_f} \right) \times 0,66$$

$$V = 3,15 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

Lors du dernier calcul de réserves établi par PED, les réserves de gaz en place trouvées sont de $V = 3,073 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ de gaz en place.

L'écart qui existe entre les réserves en place calculées et les réserves en place données par PED est de $V = 0,077 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ de gaz en place.

III.1.5 Les réserves récupérables :

Pour le calcul de ces réserves il faut déterminer le coefficient de récupération, le choix de la valeur de ce coefficient est fonction du régime de production (53% d'après Sonatrach).

$$V_{rec} = V \cdot \delta_g = 3,15 \cdot 10^9 \times 0,53 \text{ m}^3$$

$$V_{rec} = 1,669 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

CONCLUSION GENERALE

I. Conclusion générale :

Le champ d'Acheb Ouestse présente sous la forme d'un anticlinal d'axe NNW–SSE s'appuyant à l'ouest sur une faille de même orientation, sur le prolongement de la grande faille d'Ohanet, dont le compartiment Ouest est abaissé. La structure est également fermée au Sud par un jeu de failles secondaires presque perpendiculaires de direction NW–SE et NE–SW.

Le réservoir F6 est constituée par un ensemble argilo-gréseux découpé en trois horizon : Unité I, II et III (classification de L.FOURNIER) :

- Les unités I et II de caractéristiques médiocres à moyennes constituent un réservoir à gaz dans tout le sommet de la structure.
- L'unité III constitue le principal niveau producteur d'huile à Acheb ouest, dont la base est souvent aquifère, est imprégnée d'huile sur plus de 2/3 de sa hauteur ; l'accumulation d'huile se prolonge dans les unités I et II sur les flancs Nord et Est.
- Les unités VIII et X constituent de bons réservoirs mais elles sont entièrement aquifères.

Le champ d'Acheb Ouest-Krebbest influencé par une couche aquifère forte qui a fourni l'appui de pression. L'interface huile –eau s'inclinant du Sud au Nord avec une pente de l'ordre de 1 m par kilomètre. Ce phénomène est en accord avec l'hydrodynamisme régional observé par ailleurs dans l'aquifère du F6. Aucun puits n'atteint le cambro-ordovicien.

puits	X-5	X-9	X-7	X-4	X-8	X-6	X-10	X-11	X-2	X-3	X-1
Limite	-	-	-	/	-	-	/	-	-	/	/
H/E	1741	1742	1743.5		1744.5	1745.5		1746	1747.5		

Le volume en place de la structure d'Acheb Ouest est de **27.25 . 10⁶ Tonnes d'huile** (SONATRACH 2006) avec un taux de récupération de 30%.

CONCLUSION GENERALE

Au cours de l'évaluation des réserves du F6 d'ACHEB OUEST -KREBB, nous avons utilisé les données de 11 puits, c'est ce qui nous a permis d'obtenir le résultat suivant :

Les différentes réserves	Réserves recalculées	Réserves d'après Sonatrach
Réserves d'huile en place	21.74 . 10⁶ Tonnes d'huile	27.25 . 10⁶ Tonnes d'huile
Réserves récupérables	6.08 . 10⁶ Tonnes d'huile Coefrec = 30 %	8.17 . 10⁶ Tonnes d'huile Coefrec = 30 %

Le cumul de la production serait très proche des réserves récupérables. Cette estimation ne semble pas être très précise, Lors du dernier calcul de réserves établi par PED, les réserves d'huile en place trouvées sont **27.25 10⁶ Tonnes** d'huile en place, ou réserves recalculées sont **21.74 10⁶ Tonnes** d'huile en place.

L'écart qui existe entre les réserves en place calculées et les réserves en place données par PED est de **5.51 10⁶ Tonnes** d'huile, Ceci s'explique peut-être par la différence entre la surface de gisement planifiée à partir de la carte en isobathes et la surface déterminée au niveau de PED.

Références Bibliographiques :

1. **Boujemaa(1987)** : Phases tectoniques majeures.
2. **BeicipRepport (2008)**: Sedimentological study of the Cambro-Ordovician series, Tignentourine.area, Illizi basin
3. **Chaouchi, R (1989)**: Sedimentological evolution of the Givetian-Eifelian (F3) sand bar of the West Alrar field, Illizi Basin, Algeria. Petroleum Geology of North Africa. Geological Society,London, Special Publication No. 132, 187-200.
4. **Chaouchi, R (1989),Halliburton (2009)** :Les plus importantes failles du bassin d' Illizi.
5. **Beuf, (1963) et Biju –Duval et Al, (1963 ,1971)** : Etudes réalisées sur les affleurements.
6. **R. Fred (1992)**:caractéristiques pétrophysiques du réservoir (Siluro-Dévonien).
7. **Hirst,J.p.p et al (2002)**:Tunnel valleys and density flow processes in the upper Ordovicianglacial succession Illizi basin, Algeria: Influence on reservoir quality. Journal of PetroleumGeology. V 25, issue 3, P297-324.
8. **Rapport Sonatrach** : Rapports d'implantation des puits X-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, KREB-1, 2 et3 Division PED. Hydra, Alger
9. **Rapport Sonatrach** : Rapport de fin Sondage des puits X-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, KREB-1, 2 et 3
10. **Rapport Sonatrach** : Rapports de test des puits X-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, KREB-1, 2 et 3
11. **Rapport Sonatrach** : Opérations WO ACHEB WEST-bounoua-
12. **O.Serra (1985)**: Well logging and reservoir evaluation.
13. **Plan annuel 2010 Sonatrach** : division exploration département Bassin d' Illizi.
14. **Sonatrach et Schlumberger (2003)** : WEC (Well Evolution Conférence) Algeria.
15. **Plan annuel 2011 Sonatrach** : division exploration département bassin d' Illizi.
16. **Pan de développement des gisements à exploiter sur l'usine Alrar.** Sonatrach 2010.
17. **Sonatrach et Schlumberger (2007)** : WEC (Well EvolutionConférence) Algeria.