

N° Ordre/FHC/UMBB/2017

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

MASTER

Présenté par :

MAHI Fayssal

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Etude pétrophysique et estimation des réserves du TAGI dans le
champ d'Ourhoud (bassin de BERKINE)**

Devant le jury

BENAYAD.S

MCB

Président

LOUMI.K

MCA

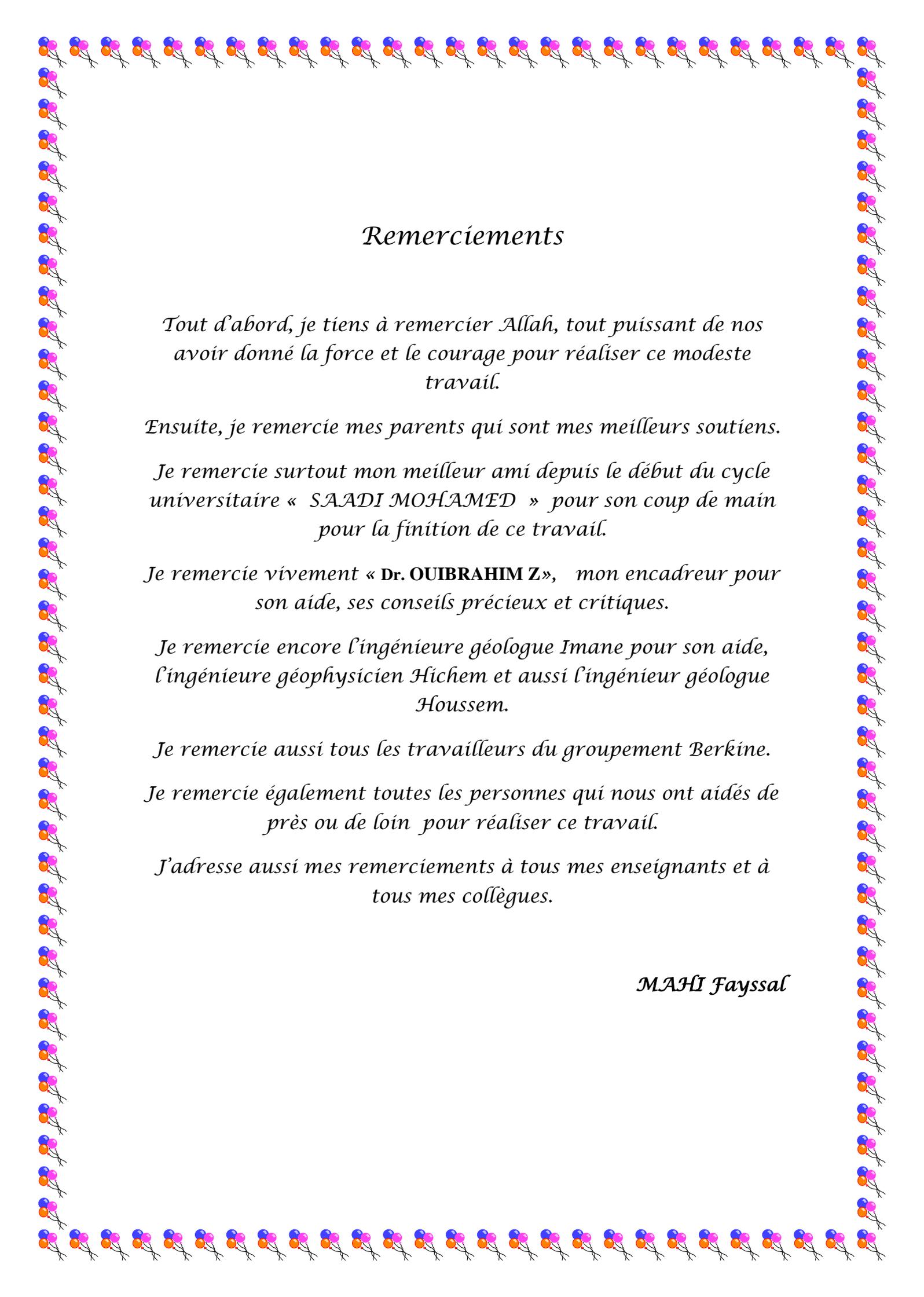
Examineur

OUIBRAHIM.Z

MCB

Rapporteur

Année Universitaire : 2016/2017



Remerciements

Tout d'abord, je tiens à remercier Allah, tout puissant de nos avoir donné la force et le courage pour réaliser ce modeste travail.

Ensuite, je remercie mes parents qui sont mes meilleurs soutiens.

Je remercie surtout mon meilleur ami depuis le début du cycle universitaire « SAADI MOHAMED » pour son coup de main pour la finition de ce travail.

Je remercie vivement « Dr. OUIBRAHIM Z », mon encadreur pour son aide, ses conseils précieux et critiques.

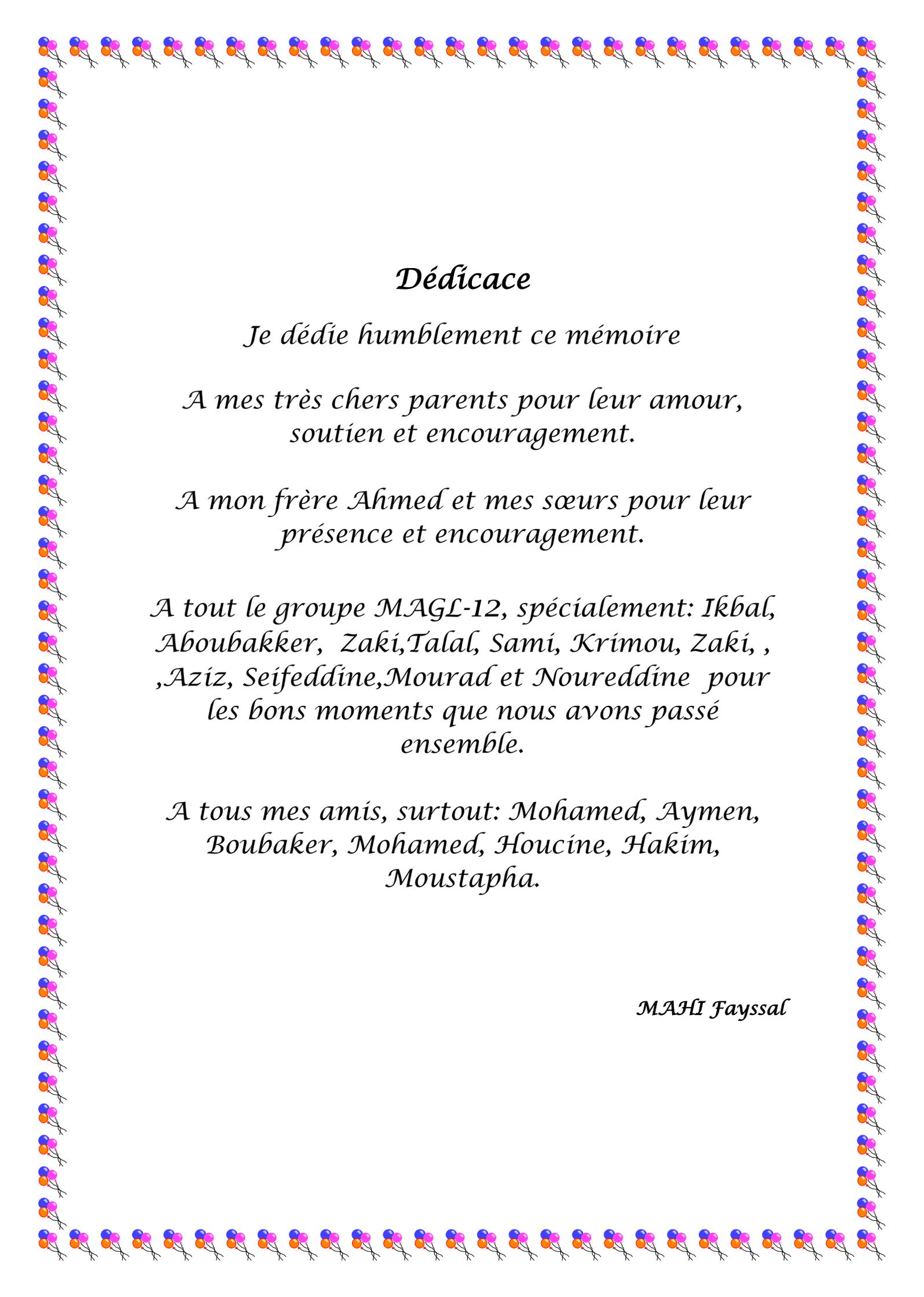
Je remercie encore l'ingénieure géologue Imane pour son aide, l'ingénieure géophysicien Hichem et aussi l'ingénieur géologue Housseem.

Je remercie aussi tous les travailleurs du groupement Berkine.

Je remercie également toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin pour réaliser ce travail.

J'adresse aussi mes remerciements à tous mes enseignants et à tous mes collègues.

MAHI Fayssal



Dédicace

Je dédie humblement ce mémoire

*A mes très chers parents pour leur amour,
soutien et encouragement.*

*A mon frère Ahmed et mes sœurs pour leur
présence et encouragement.*

*A tout le groupe MAGL-12, spécialement: Ikbal,
Aboubakker, Zaki, Talal, Sami, Krimou, Zaki, ,
, Aziz, Seifeddine, Mourad et Noureddine pour
les bons moments que nous avons passé
ensemble.*

*A tous mes amis, surtout: Mohamed, Aymen,
Boubaker, Mohamed, Houcine, Hakim,
Moustapha.*

MAHI Fayssal

Remerciement	
Dédicace	
Liste des figures et tableaux	
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités	
I-1-Situation géographique et géologique	2
I-1-1-Situation géographique	2
I-1-2- Contexte géologique	3
I-2- Historique de la recherche pétrolière et travaux antérieurs	5
I-3-Stratigraphie	6
I-3-1-Le socle	6
I-3-2- Paléozoïque	6
I-3-2-1- Le Cambrien	6
I-3-2-2- La zone de passage	8
I-3-2-3-L'Ordovicien	8
I-3-2-4- Le Silurien	8
I-3-2-5-Le Dévonien	10
I-3-2-6-Le Carbonifère	11
I-3-2-7-Le Permien	11
I-3-3Mésozoïque.....	12
I-3-3-1-Le Trias	12
I-3-3-2Le Jurassique	12
I-3-3-3-Le Crétacé	13
I-3-4-Le Cénozoïque	14
I-3-5-Le Quaternaire	14
I-4-Evolution structurale	16
I-5-Cadre structural du bassin de Berkine	17
I-5-1-Les directions tectonique	17

I-5-2- Conclusion	18
I-6-Aspect pétrolier	19
I-6-1- Les roches mères	19
I-6-1-1-Les roches mères principales	19
I-6-1-1-1-La roche mère Silurienne	19
I-6-1-1-2-La roche mère Dévonienne	19
I-6-1-2-Les autres roches mères	19
I-6-2-Les roches réservoirs	20
I-6-2-1-Les réservoirs du paléozoïque	20
I-6-2-2-Les réservoirs Mésozoïques	21
I-6-3- les roches couvertures	22
Chapitre II : Cadre géologique locale	
Introduction	23
II-1- Présentation de la région.....	23
II-2- Histoire de découverte.....	24
II-3- Situation géologique.....	25
II-4- Subdivision géologique du réservoir d'Ourhoud.....	25
II-5-Caractéristiques du réservoir.....	28
II-6-Les puits d'Ouhroud	29
Chapitre III : Sédimentologie	
III-1-Introduction.....	30
III-2- Description lithostratigraphique et analyse sédimentologique	31
III-2-1- Description lithostratigraphique	31
III-2-2- Analyse sédimentologique	33
III-2-2-1-Description de quelques carottes	33
III-2-2-2-Milieu de dépôt	35
III-2-3- Corrélation	37

III-2-3-1- Transect Nord-Sud	37
III-2-3-2- Transept Est-Ouest.....	38
Chapitre IV : Etude pétrophysique	
VI-1- Introduction	39
IV-2- Rappels théoriques.....	39
IV-3-Interprétation des cartes du réservoir(TAGI)	42
IV-3-1- La carte en isobathes.....	42
IV-3-2- La carte en isopaques.....	44
IV-3-3- La carte en isoépaisseurs utile.....	44
IV-3-4- La carte en isoporosité.....	47
IV-3-5- La carte en isoperméabilités.....	47
IV-4- Interprétation des cartes des différents niveaux constituant le réservoir TAGI	50
IV-4-1- Le TAGI inférieur.....	50
IV-4-1-1- La carte en isopaques	50
IV-4-1-2- La carte en isoépaisseurs utile.....	50
IV-4-1-3- La carte en isoporosités	50
IV-4-1-4- La carte en isoperméabilité.....	50
IV-4-2- Le TAGI moyen.....	55
IV-4-2-1- La carte en isopaques.....	55
IV-4-2-2- La carte en isoépaisseurs utiles.....	55
IV-4-2-3- La carte en isoporosités.....	55
IV-4-2-4- La carte en isoperméabilités.....	55
IV-4-3- Le TAGI supérieur	60
IV-4-3-1- La carte en isopaques.....	60
IV-4-3-2- La carte en isoépaisseurs utiles.....	60
IV-4-3-3- La carte en isoporosités	60
IV-4-3-4- La carte en isoperméabilités.....	60
IV-5- Conclusion	65
Chapitre V : Estimation des réserves	
V-1- Introduction	66
V-2- Les différentes Classifications de quantités en place	66
V-2-1- L'huile ou gaz en place prouvée.....	67
V-2-2- L'huile ou gaz en place probable.....	67
V-2-3- L'huile ou gaz en place possible.....	67
V-3- Calcule des réserves	67

SOMMAIRE

V-3-1- Détermination des différents paramètres	68
V-3-1-1- Calcule le volume total	68
V-3-1-1-1- Calcul de la surface de la zone d'huile.....	68
V-3-1-1-2- Calcul de l'épaisseur effective pétrolifère	68
V-3-1-2- Calcul du coefficient de porosité ouverte	68
V-3-1-3- Evaluation de la saturation en huile du gisement.....	69
V-3-1-4- facteur volumétrique (B_0)	69
V-3-2- L'application de la méthode volumétrique	69
V-3-2-1- Les réserves en place	69
V-3-2-2- Les réserves récupérables	69
V-4- Conclusion.....	70
Conclusion et recommandations	71
Bibliographie	

Listes des figures et tableaux

Figure	titre	page
Fig. I-1	Carte de situation géographique du bassin de Berkine (Wec, 2007).	2
Fig. I-2	Carte de situation géologique du bassin de Berkine (Wec, 2005).	4
Fig. I-3	Coupe géologique du bassin de Berkine. (WEC, 2007).	7
Fig. I-4	Coupe stratigraphique du Silurien. Rapport interne CRD/SH (2001).	9
Fig. I-5	Colonne stratigraphique du bassin de BERKINE (Groupement Berkine).	15
Fig. I-6	Les principales phases tectoniques sur la plate forme saharienne. (Document Sonatrach).	16
Fig. I-7	Les éléments tectoniques dans le bassin de BERKINE. WEC (2007).	18
Fig. II -1	Situation géographique du champ d'Ourhoud (Document Sonatrach).	23
Fig. II -2	Schéma 3D de formation de TAGI (Groupement Berkine)	27
Fig. II -3	Vue 3D du gisement d'Ouhroud (Groupement Berkine).	29
Fig. III -1	Positions des puits étudiés (Document Sonatrach).	30
Fig. III -2	Série type du Trias Argilo-Gréseux inférieur (LOO, 2012).	32
Fig. III -3	Evolution des environnements de dépôts de réservoir TAGI Champ d'Ourhoud (Ashton,2015).	36
Fig. III -4	Corrélation entre les différents puits selon le transect Nord-Sud (Groupement Berkine 2011).	37
Fig. III -5	Corrélation entre les différents puits selon le transect Est-Ouest (Groupement Berkine 2011)	38
Fig. IV-1	Carte en isobathes au toit du TAGI du champ d'Ourhoud (Sonatrach 2005).	43
Fig. IV-2	Carte en isopaques du TAGI du champ d'Ourhoud	45
Fig. IV-3	Carte en isoépaisseurs utiles du TAGI du champ d'Ourhoud	46
Fig. IV-4	Carte en isoporosité du TAGI du champ d'Ourhoud	48
Fig. IV-5	Carte en isoperméabilité du TAGI du champ d'Ourhoud	49
Fig. IV-6	Carte en isopaques du TAGI.inf du champ d'Ourhoud	51
Fig. IV-7	Carte en isoépaisseurs utiles du TAGI.inf du champ d'Ourhoud	52

Listes des figures et tableaux

Fig. IV-8	Carte en isoporosités du TAGL.inf du champ d'Ourhoud	53
Fig. IV-9	Carte en isoperméabilités du TAGL.inf du champ d'Ourhoud	54
Fig. IV-10	Carte en isopaques du TAGL.moy du champ d'Ourhoud	56
Fig. IV-11	Carte en isoépaisseurs utiles du TAGL.moy du champ d'Ourhoud	57
Fig. IV-12	Carte en isoporosités utiles du TAGL.moy du champ d'Ourhoud	58
Fig. IV-13	Carte en isoperméabilités duTAGL.moy du champ d'Ourhoud	59
Fig. IV-14	Carte en isopaques duTAGL.sup du champ d'Ourhoud	61
Fig. IV-15	Carte en isoépaisseurs utiles duTAGL.sup du champ d'Ourhoud	62
Fig. IV-16	Carte en isoporosités duTAGL.sup du champ d'Ourhoud	63
Fig. IV-17	Carte en isoperméabilités duTAGL.sup du champ d'Ourhoud	64

Listes des figures et tableaux

Tableau	Titre	Page
Tab-1	Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits BKE-4 (Groupement Berkine).	33
Tab-2	Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-3 (Groupement Berkine).	34
Tab-3	Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-12 (Groupement Berkine).	34
Tab-4	Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-24 (Groupement Berkine).	35
Tab-5	Les résultats de calcul de réserve	70

Introduction générale

Introduction Générale :

Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) de l'Algérie s'est avéré d'une importance capitale en Afrique du Nord, surtout dans les deux dernières décennies du 20^{ème} siècle.

Les réservoirs du TAGI sont à prédominance clastique, composés de dépôts rythmiques argilo-gréseux et principalement d'origine continentale.

Dans le bassin du Berkine, le TAGI a été mis en évidence depuis les années 50, ses dépôts ont été reconnus d'origine Fulvio-lacustre. Le champ Ourhoud est connu pour l'hétérogénéité de la distribution de paramètres pétrophysiques.

Dans ce contexte, l'objectif de cette étude consiste à l'étude des paramètres Pétrophysiques des puits producteurs et injecteurs du champ Ourhoud, et estimation des réserves dans le réservoir TAGI

Le mémoire est subdivisé en six (06) chapitres :

- Première chapitre : généralités sur le bassin de Berkine
- Deuxième chapitre : aspect général géologique de champ Ourhoud où se trouvent les puits de forage ; historique et aperçu sur les procédures d'exploitation du champ.
- Troisième chapitre : Dans ce chapitre, nous allons essayer de décrire les caractéristiques lithostratigraphiques, ainsi que sédimentologiques du réservoir triasique d'Ourhoud (TAGI)
- Quatrième chapitre : Réalisation et interprétation dans la partie Sud-est de la Série inférieure du champ Ourhoud d'une carte isobathe et des cartes isopaques, de même que des cartes isovaleurs de grés utile (iso épaisseur utile), de porosité (isoporosité) de perméabilité (isoperméabilité).
- Cinquième chapitre : estimation des réserves d'huiles.
- Sixième chapitre : conclusion générale et recommandations.

Chapitre I
Généralités

I-Généralités

I-1-Situation géographique et géologique :

I-1-1-Situation géographique :

Le bassin de BERKINE (ex GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est des champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss (**Fig. I- 1**). Il s'étend sur trois pays, La partie occidentale située en Algérie, la partie orientale située en Libye et le sud de la Tunisie pour sa partie septentrionale.

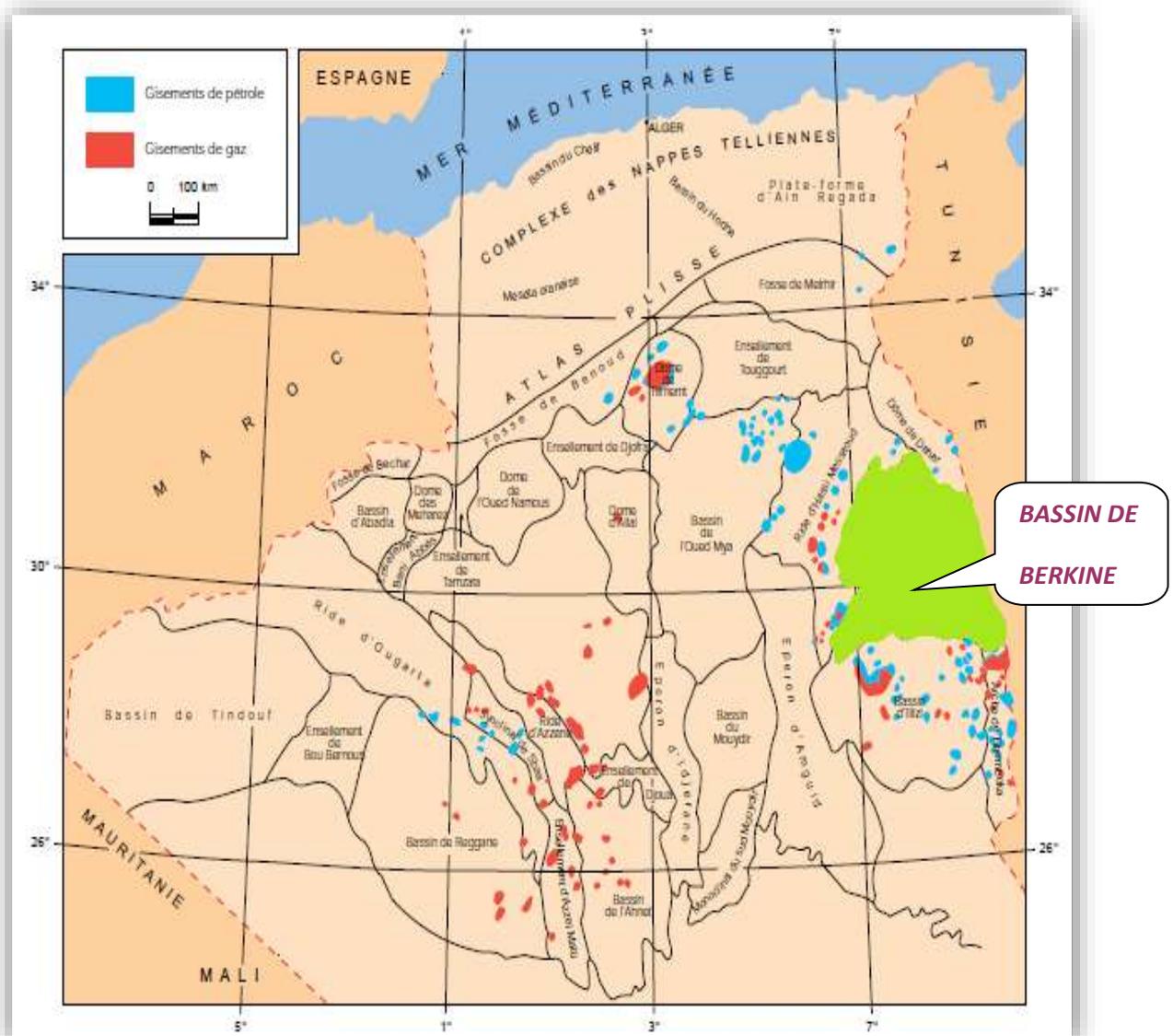


Fig. I-1: Carte de situation géographique du bassin de Berkine (Wec 2007).

I-1-2- Contexte géologique :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type intracratonique (Wec 2007), il est situé dans la partie Nord- Est de la plate forme saharienne, sa superficie globale est de 102395 Km².

Le bassin est limité :

- ❖ Au Nord, par la bordure Sud de la voûte de Dahar. A l'Est, par le bassin de Syrte entre la Tunisie et la Libye, avec une série de failles de direction NW-SE.
- ❖ Au Sud, par le môle de d'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi.
- ❖ Et à l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

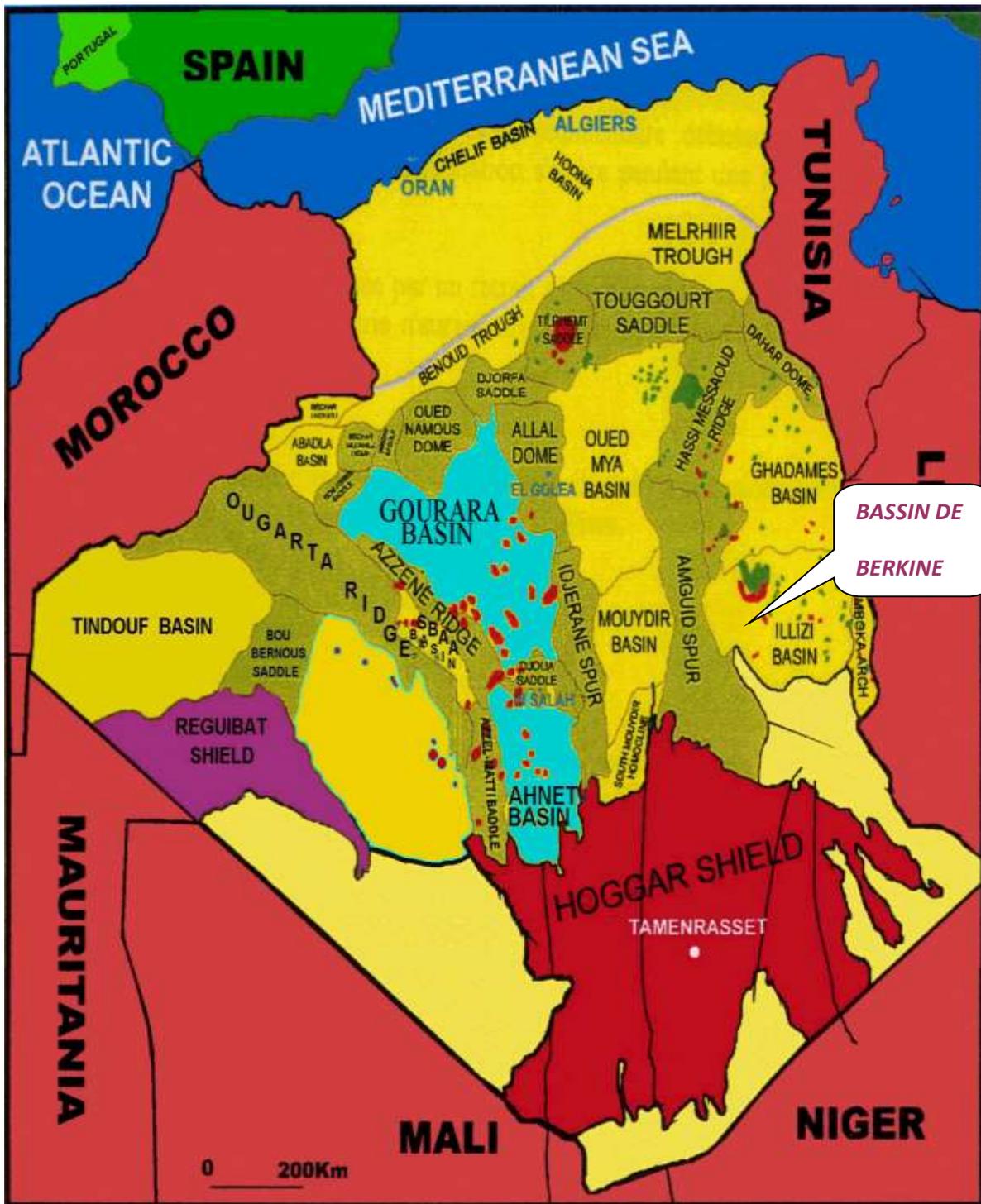


Fig. I-2 : Carte de situation géologique du bassin de Barkine (Wec 2005).

I-2- Historique de la recherche pétrolière et travaux antérieures :

Par son importance économique le Silurien est l'un des principaux horizons pétrolifères avec le Siluro-dévonien, le Trias et le Cambro-ordovicien de la plate forme Saharienne, il a fait l'objet de nombreux travaux géologiques des sociétés pétrolières et des géologues universitaires dont une grande partie est consignée dans les rapports interne.

Parmi les travaux essentiels traitant la géologie du silurien du bassin de Berkine, on peut citer en particulier :

❖ D. Massa et G. Ternier (1974) : Qui ont publié une importante synthèse sur la stratigraphie et la paléontologie du bassin de Ghadamès.

❖ K. Echikh (1975) : Son travail réalisé sur l'étude de la géologie des provinces pétrolières de l'Algérie est un essai sur la délimitation de l'Algérie en provinces et zones pétrolifères pour l'orientation future des travaux d'exploration et de montrer à quels types d'éléments tectoniques sont liées les concentrations régionales des hydrocarbures tout en donnant les caractéristiques géologiques de la province d'Illizi (et compris le bassin de Ghadamès), du Sahara Nord oriental et du Sahara occidental.

❖ D. Massa et D. Vachard (1979) : Qui dans leur étude micropaléontologique des bassins d'Illizi et de Ghadamès, ont défini 13 Biozones depuis le Tournaisien supérieur jusqu'au Moscovien.

❖ A.Asses.(1987) : A établi à partir des diagraphies de forage et de l'analyse séquentielle une subdivision litho stratigraphique de l'ensemble du Sahara oriental y compris le bassin de Ghadamès.

❖ A.Boudjemaa (1987) : Etudie l'évolution structurale du bassin pétrolier Triasique qui englobe la partie septentrionale du bassin de Ghadamès en décrivant les différents états de contraintes tectoniques qui sont enregistrés dans la série sédimentaire et qui forment de nombreux pièges structuraux devenant parfois des gisements pétroliers.

❖ Dj. Bekkouche (1992) : Sa thèse est consacrée à la lithologie, environnement de dépôt et l'étude des réservoirs gréseux, leur extension et les phénomènes diagénétiques qui influent sur les propriétés des réservoirs.

I-3-Stratigraphie :

L'évolution du remplissage sédimentaire dans le bassin de Berkine comporte deux étapes majeures qui sont :

- ❖ La création d'un premier bassin au paléozoïque.
- ❖ La surimposition d'un autre bassin au Mésozoïque.

Dans le bassin de Berkine, en dehors de la phase Hercynienne et localement des mouvements intra-dévonien qui l'ont soulevé, le reste de son histoire géologique est marquée par l'enfouissement continu des séries qui lui confère une puissance considérable. (**Fig. I-3**)

La dépression de Berkine correspond à un bassin intracratonique, Elle a enregistré un remplissage sédimentaire d'environ 6000m depuis le Cambrien jusqu'à l'Actuel. (**Fig. I-5**).

I-3-1-Le socle :

Peu connu, le socle est représenté par un complexe granitique et/ou métamorphique plissée et faillée.

I-3-2- Paléozoïque :

Le dépôt de paléozoïque discordant sur le Précambrien. La stratigraphie régionale des formations paléozoïques inférieures est généralement continue, par contre les formations Dévoniennes et sus-jacentes montrent des systèmes de dépôt localisés, et constitué de bas en haut par :

I-3-2-1- Le Cambrien :

Durant la fin du Précambrien et le début du Cambrien, le soulèvement panafricain a provoqué l'érosion intense du craton préexistant au Sud. Les dépôts érodés ont été déposés au Nord sous forme d'alluvions et de dépôt fluviaux, composant les grès épais Cambrien, qui sont représentés par deux formations Hassaoua et Mourizidie (in mémoire de Dahmani Hacène). En Algérie, le Cambrien est subdivisé en :

I-3-2-2- La zone de passage :

Cette zone reste indéterminée est considérée comme le passage du Cambrien à l'Ordovicien, difficile à distinguer. Cette zone est subdivisée en deux autres sous zones :

❖ **La zone Ri** : Composée de grés isométriques, bien classés, glauconieux avec l'abondance de tigillites.

❖ **La zone des alternances** : Constituée d'une alternance d'argile grise silteuse et de grés quartzitiques blancs, fins à très fins.

I-3-2-3-L'Ordovicien :

Il se compose de bas en haut des :

❖ **Les Argiles d'El Gassi** : Argiles noires, parfois verdâtres, carbonatées, glauconieuse à faune marine.

❖ **Les Grés d'El Atchane** : Grés feldspathiques, localement conglomératiques, glauconieux à faune marine.

❖ **Les Quartzites de Hamra** : Quartzites à rares passées d'argiles azoïques.

❖ **Les grés d'Ouargla** : Grés fins à moyens, quartzitiques, argileux.

❖ **Les argiles d'Azzel** : Argiles noires, micacées, fossilifères.

❖ **Les grés d'Oued Saret** : Grés argileux ou quartzitiques à banc d'argiles et zones conglomératiques, avec un banc de calcaire au sommet.

❖ **Les Argiles Micro-Conglomératiques** : Argiles noires silteuses à nombreux galets de quartz indiquant un milieu de dépôt glacio-marin.

❖ **les Grés de Ramade** : A la base, grés quartzitiques et fins passés d'argile surmontées par des grés quartzitiques de la dalle de M'Kratta.

I-3-2-4- Le Silurien : (Fig. I-4).

Au dessus des sédiments Ordovicien se trouvent les argiles siluriennes noires marines à graptolites de la formation de Tanezzuft. Cette formation est déposée pendant un événement d'inondation régionale, elle contient une matière organique essentiellement de type I et II.

❖ **La formation de l'Oued Imerhou** : La plus puissante et répondant à l'appellation d'argile à Graptolites. Elle est essentiellement formée d'argiles grises à noires d'âge variant Llandolvery au wenlock.

ERE	Système	ETAGE (d'après les travaux SH)	FORMATION	lithologie	épaisseur (m)	DESCRIPTION	Nomenclature	
PALÉOZOÏQUE	SILURIEN	Pridolien	UNITE B2		120	Argile grise compacte et grés blanc	Talus	
			UNITE B1		240	Argile grise silteuse	à Tigillites	
		Pridolien Inf	Ludlovien	UNITE A2		100	Argile noire micacée et Grés fin	Barre inferieure
				A1		15		
		Wenlockien	UNITE M2		150	Argile grise-noire silteuse	Zone de passage Atafaitafa	
			M1		45	Argile grise compacte		
			ARGILEUX		270	Argile noire souvent radioactive	Oued d' Imerhou	
			Llandoverlen moy à sup					

Fig. I-4 : Coupe stratigraphique du Silurien. Rapport interne CRD/SH (2001).

❖ **la Zone de Passage** : Connue sous le nom de formation de l'Attafaitafa, présente un faciès Argilo-Gréseux avec de nombreuses intercalations silteuses; Elle correspond à la sous unité M du réservoir F6 (Chaouch, 1992).

❖ **La Barre Inférieure ou sous unité A** : (du réservoir F6) est la nature gréseuse (grés moyens et grossiers à stratification obliques).

❖ **le Talus à Tigillites** : Représente sous l'unité B du réservoir F6 ; montre une altération d'argiles et de silts à nombreuses tigillites traduisant un environnement mixte.

I-3-2-5-Le Dévonien :

Les roches Dévoniennes sont discordantes sur les sédiments du Silurien supérieur. Celles-ci consistent en des intercalations marines et deltaïques de grés et d'argiles. La section Dévonienne inclut les formations : Ttadrart, Hassi Tabankort, Ouankasa, Orsine, Aouinet Ouenine, Tin Meras, Gara mas Malouki et une partie des formations de Tahara.

❖ **Le Gédinnien (275 m)** : Grés gris-vert à gris clair. Fin à moyen, parfois grossier , moyennement dur, parfois quartzitique et compact, ferrugineux au sommet, avec d'intercalation d'argile grise verdâtre, grise sombre à noire, induré feuilletée, finement micacée et pyriteuse.

❖ **Le Siégèzien (270 m)** : Alternance d'argile grise à grise sombre, parfois noire, silteuse feuilletée, micacée, pyriteuse et de grés gris-beige à gris-blanc parfois gris sombre, fin à très fin, rarement moyen, argileux.

❖ **L'Emsien (30 à 90 m)** : Il est constitué d'argile grise-noire à noire, indurée, silteuse ,micacée, avec des passées de grés gris, blanc moucheté noir, fin à moyen, silico-argileux et traces de pyrite .

❖ **L'Eifélien (30 à 50)** : Il est constitué d'alternances d'argile brune-foncée, micacée, pyriteuse et à débris de coquilles et de grés fin à moyen, beige à gris foncé.

❖ **Le Givétien (30 à 80m)** : Il est constitué d'intercalations de calcaire gris clair à gris noir, parfois argileux, moyennement dur et d'argile noire à grise noire, silteuse, micacée, feuilletée, pyriteuse.

❖ **Le Frasnien (0 à 260m)** : Il est constitué d'argile noire à brune foncée feuilletée, très riche en matière organique, pyriteuse, avec des intercalations de calcaire argileux et gréseux, blanc.

❖ **Le Famennien (0 à 400m)** Il est constitué d'argile grise-noire, finement silteuse et micacée, feuilletée, indurée avec des passées de grés gris-clair, beige, très fin à fin et de calcaire blanc, avec la présence de pyrite et de fossiles.

❖ **Le Strunien(0 à 110m)** : Il est constitué d'argile grise-noire, silteuse, micacée et de grés fin à ciment siliceux, parfois argileux, légèrement glauconieux.

I-3-2-6-Le Carbonifère :

Les roches du Carbonifère inférieur à moyen consistent en des cycles de calcaires ou d'argiles, silts, grés et de conglomérats témoignant d'un milieu deltaïques et marin peu profond.

Les roches du Carbonifère moyen à supérieur consistent en des calcaires, marnes, dolomies et d'argiles gypsifères, déposés dans un milieu évaporitique marin, tidal peu profond.

❖ **Le Tournaisien « A » (0 à 350m)** : Alternances des grés gris-clair fin à très fin, siliceux, quartzitique et d'argile noire, indurée, micacée, silteuse, et de silt gris micacé.

❖ **Le Viséen « B » (0 à 270m)** : Alternances de grés gris clair à gris sombre, très fin à moyen, sub-arrondi à anguleux et d'argile grise à grise-noire, silteuse.

❖ **Le Viséen « C » (0 à 346m)** : Il est constitué d'argile grise, grise-noire, parfois brune rouge, silteuse, micacée, carbonatée par endroits, et de grés gris-clair a gris blanc, très fin, friable, parfois glauconieux avec la présence de trace de pyrite et de lignite.

❖ **Le Namurien « D » (0 à 165m)** : Il est constitué de grés gris-blanc à blanc, fin à moyen, localement grossier, sub-arrondi à sub-anguleux, mal consolidé avec des passées d'argile grise, de calcaire et de gypse.

❖ **Le Westphalien-Namurien « E » (0 à 162m)** : Il est constitué d'argile grise à grise-verte, indurée, silteuse, carbonatée, devenant noire à la base, passée de dolomie micro-cristalline, gréseuse, avec la présence de bancs d'anhydrite blanche et traces de pyrite.

I-3-2-7-Le Permien :

Les sédiments Permien sont présents seulement dans la partie orientale de la province. Ceux-ci incluent les argiles et les calcaires pélagiques du Permien inférieur ; les carbonates, biohermes, et les roches clastiques du Permien supérieur.

I-3-3-Mésozoïque :

Les sédiments Mésozoïques sont relativement peu épais au centre du bassin, mais s'épaississent vers le Nord où des sédiments paléozoïques ont été sévèrement érodés par la phase hercynienne (El –Rweini-1991), ils se caractérisent par une série salifère localisée dans le Nord et Nord-Est du bassin.

Les dépôts mésozoïque sont discordants (phase hercynien) et transgressifs sur la formation de paléozoïque, ils sont évaporitiques (sel, anhydritique et calcaire) avec passage de argilo-gréseux de Trias (dépôt continentale caractérisé par des sédiments fluviale et deltaïque), pour de devenir lagunaire au Jurassique et au Crétacé.

I-3-3-1-Le Trias :

❖ **Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (T.A.G.I) (75m) :** Constitué d'alternances de grés gris-clair à gris-vert ,parfois blanc, fin à moyen, rarement grossier, et d'argile grise, brune-rouge, silteuse, micacée, avec des passées de siltstone.

❖ **Le Trias carbonaté (60 à 145m) :** Constitué d'argile brune-rouge, silteuse, parfois feuilletée, avec des bancs de grés brun-rouge et gris-blanc, fin à moyen et d'argile grise-foncée à noire, feuilletée, dolomitique, à passées de calcaire blanc à gris-blanc, de dolomie argileuse grise-beige.

❖ **Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (T.A.G.S) (50m) :** Formé de grés blanc, brun-rouge à gris-vert, fin à grossier, parfois très fin, moyennement consolidé, avec des passées d'argile brune-rouge, tendre, silteuse, avec la présence d'anhydrite blanche.

❖ **Le Trias argileux (40 m) :** Argile rouge à grise-verte, tendre, salifère et anhydritique à la base avec des passées de siltstone gris-vert moyennement dur.

❖ **Le Salifère « S4 » (30 à 95m) :** Alternances de sel blanc, translucide, rosâtre et d'argile brune-rouge et grise-verte.

I-3-3-2-Le Jurassique :

❖ **Le Lias argileux (27 à 88 m) :** Constitué d'argile brune-rouge, salifère, plastique, avec des passées de sel translucide à la base.

❖ **Le «S3 » (100 à 190 m) :** Représenté par des sels massifs, translucides, rosâtres, avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, plastique, à rares bancs d'anhydrite, blanche au sommet.

❖ **Le « S1 »+ « S2 » (34 à 295 m) :** Constitué de sel translucide, avec des intercalations d'anhydrite blanche à beige pulvérulente et d'argile brune-rouge salifère tendre.

❖ **L'Horizon « B » (20 à 25 m)** : Constitué de calcaire blanc, parfois argileux, avec des passées d'argiles grises dolomitiques et des marnes.

❖ **Le Lias salifère (50 à 84)** : Représenté par un sel translucide avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, tendre.

❖ **Le Lias anhydritique (164 à 249 m)** : Constitué d'alternance d'anhydrite blanche translucide, massive, de sel translucide, et d'argile brune-rouge salifère, tendre.

❖ **Le Dogger lagunaire (75 à 165 m)** : Constitué d'argile brune-rouge, silteuse carbonatée, avec d'intercalation de grès gris-blanc, très fin, argileux, de calcaire beige, argileux et de traces de lignite et d'anhydrite .

❖ **Le Dogger argileux (180 m)** : Formé d'argile brune à brune-rouge silteuse, tendre avec des intercalations de silstone brun-rouge argileux et de grès très fin argileux.

❖ **Le Malm (205 à 253 m)** : Constitué d'alternances d'argile versicolore, dolomitique, de calcaire gris à gris-blanc, argileux et de grès gris-blanc, fin à moyen, argileux, friable, et trace de lignite et de pyrite .

I-3-3-3-Le Crétacé :

❖ **Le Néocomien (226 à 325 m)** : Composé à la base de grès blanc, fin, carbonaté, avec d'intercalation d'argile carbonatée et des passées de calcaire gris, argileux, devenant argile avec intercalations de grès fin carbonaté au sommet. L'importance de grès augmente rapidement vers le Sud.

❖ **Le Barrémien (250 m)** : Grès blanc à gris-clair, fin à grossier, sub-arrondi à sub-anguleux, devenant par endroit non consolidé, et d'intercalation d'argile brune-rouge, grise-verte, sableuse, carbonatée avec la présence de lignite.

❖ **L'Aptien (20 à 30 m)** : Constitué de calcaire blanc, micro-cristallin, argileux, à passées de dolomie et d'argile grise-verte carbonatée.

❖ **L'Albien (125 à 237 m)** : Formé de grès gris-blanc, fin à moyen, parfois grossier, argileux, peu consolidé, avec des intercalations d'argile brune-rouge, silto-sableuses et présence de lignite.

❖ **Le Cénomaniens (187 à 236 m)** : Constitué d'alternances d'argile grise-verte, brune-rouge, dolomitique, d'anhydrite blanche, translucide, de sel blanc et de calcaire blanc.

❖ **Le Turonien (60 à 132 m)** : Constitué de calcaire blanc, gris, argileux, avec des intercalations de marne gris-verdâtre, tendre, parfois dolomitique.

❖ **Le Sénonien salifère (86 à 224 m) :** Constitué de sel blanc, translucide, massif, avec des intercalations d'argile brune-rouge, salifère, de dolomie gris-beige et d'anhydrite blanche pulvérulente.

❖ **Le Sénonien lagunaire (85 à 250 m) :** Constitué d'une alternance de calcaire, parfois dolomitique, blanc à beige, de dolomie gris-claire à beige, d'anhydrite blanche, translucide, dure et d'argile grise-verte à gris-noire, dolomitique, tendre.

❖ **Le Sénonien carbonaté (200 à 305 m) :** Constitué de calcaire gris-beige, micro-cristallin, moyennement dur, par endroit argileux, de marne grise pâteuse, de dolomie beige, micro-cristalline et d'anhydrite blanche.

I-3-4-Le Cénozoïque :

Le Cénozoïque est représenté par une série sableuse du Mio-Pliocène qui recouvre localement les formations terminale du Mésozoïque, constituant le dernier élément de la série stratigraphique.

❖ **Le Mio-Pliocène (30 à 25à m) :** Constitué de sable translucide, jaunâtre, localement rougeâtre, fin à grossier, avec d'intercalation d'argile brune-rouge, sableuse, et la présence de banc de calcaire argileux et de pyrite.

I-3-5-Le Quaternaire :

Ce sont des sables représentant des ensembles dunaires.

I-4-Evolution structurale : L'évolution tectonique du bassin de BERKINE est liée à la tectonique globale de la plate forme saharienne. D'après la synthèse structurale du Beicip-Franlab (1975), Boudjemaa (1987) et Saifi (2006), la plate forme saharienne a été soumise à plusieurs phases de déformation.

La (Fig. I-6) résumé des principales phases tectoniques de la plate forme saharienne

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPIN TARDIF	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60	
	PALEOGENE EOCENE	TERTIAIRE ----- ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPIN PRECOCE)	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90	
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE	
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW	
	DEVONIEN	Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW
		Moyen			(variation de facies et d'épaisseur)
		Inferieur			(Volcanisme)
	SILURIEN	PHASE CALEDONNIENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles N-S	
	ORDOVICIEN			(Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINE TARDIVE			 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE
					(Cratonisation du sahara central)

Fig. I-6 : Les principales phases tectoniques sur la plate forme saharienne
(Document Sonatrach)

I-5-Cadre structural du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine est caractérisé par l'opposition très nette entre deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle qui sont :

❖ Le domaine Ouest est fortement structuré, où Les accidents présentent des rejets très importants (500m ou plus), et les fermetures verticales des structures peuvent être très gigantesques (900m a Rhourde Nous).

❖ Centre du bassin où La structuration est beaucoup plus faible, avec une remontée monoclinale prononcée vers le Sud.

Les structures affectant la couverture sédimentaire sont associées à des failles profondes ; la plupart des structures sont polyphasées.

I-5-1-Les directions tectonique :(Fig. I-7)

-La direction subméridienne : Elle est surtout sensible au Sud-Ouest du bassin dans le prolongement Nord du mole d'Amguid el Biod ; les accidents et les structures associées à cette direction sont de grande ampleur (faille de Ramade, Hassi chergui/Gassi Touil).

-La direction Nord-Est : Evoluant de N30 à N60 et interférant avec le système d'accidents subméridiens dans l'Ouest du bassin; ces failles représentent la principale famille d'accidents dans le centre du bassin et le Nord du bassin. Les structures associées à cette orientation peuvent être de grande ampleur à l'Ouest du bassin (Rhourde El Baguel, Rhourde Adra, , Brides); elles sont de faible dimension dans le centre du bassin (Bir Rebaa Nord).

Des orientations d'importance secondaire ont également été mises en évidences :

-N70 : Cette direction se ressent particulièrement dans la région de Rhourde Nous. Tel le trend recoupant le périclinal Nord de la structure de Taouil et dans la région de Menzel Ledjmet.

-La direction subéquatoriale : Sensible au Sud-Est sur la mole d'Ahara, et à l'Ouest sur le trend de Tartrat.

-La direction N150 : Est observable dans le secteur Nord-Est du bassin au niveau des trends de Keskassa, Bir Rebaa, Zemlet El Arbi et Bir Berkine Nord-Rhourde Naga.

I-5-2- Conclusion :

Tous les accidents décrits ci-dessus affectent le bassin de Berkine ont pour conséquences la création de dépression au SW et des hauts fonds au NE qui va influencer sur la sédimentation.

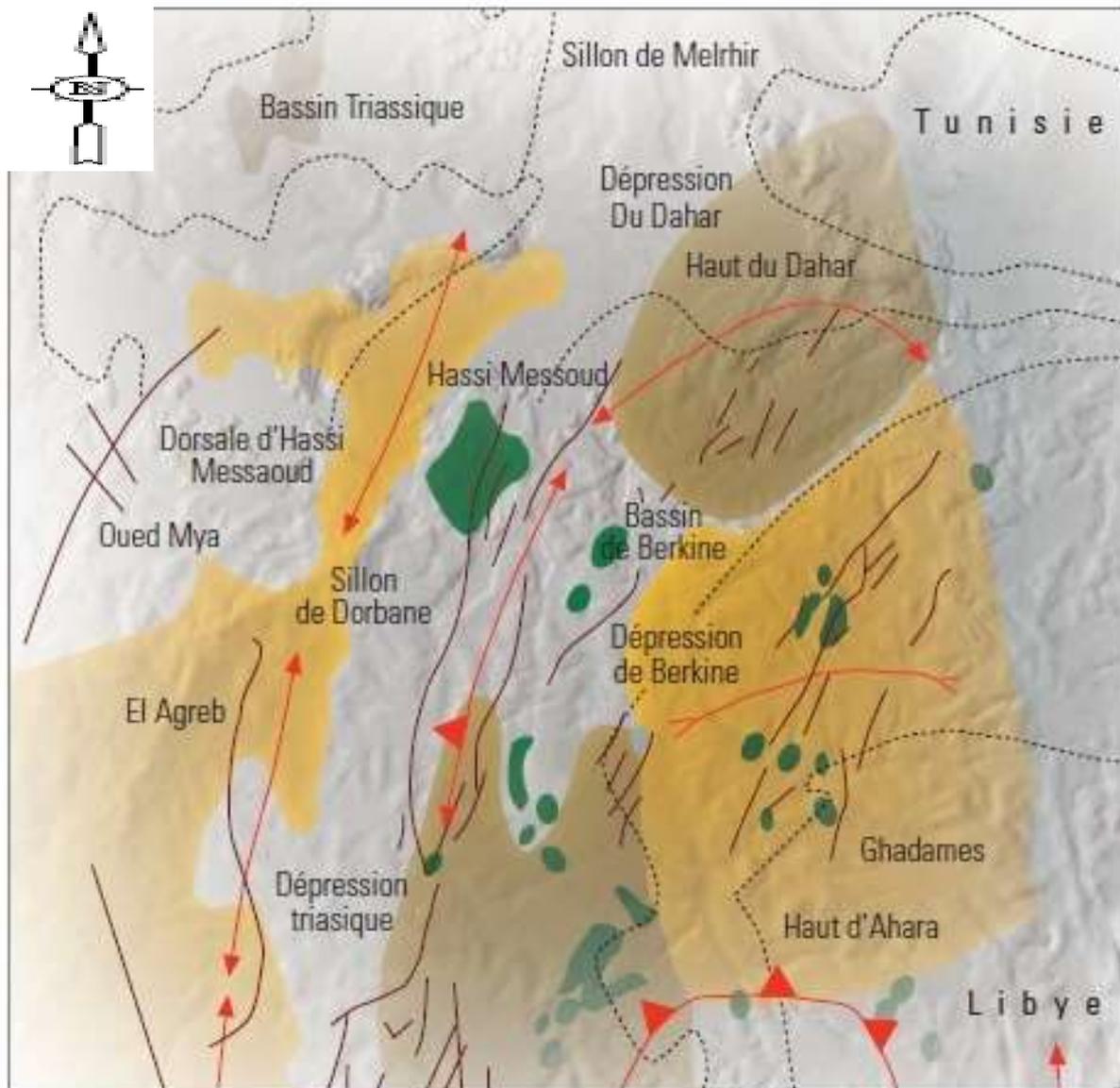


Fig. I-7 : Les éléments tectoniques dans le bassin de BERKINE. WEC (2007).

I-6-Aspect pétrolier :

I-6-1- Les roches mères :

Dans le bassin de BERKINE, existe des roches mères principales et d'autres secondaires on cite :

I-6-1-1-Les roches mères principales :

I-6-1-1-1-La roche mère Silurienne :

Le Silurien argileux est présent sur la quasi-totalité du bassin sauf en bordure Ouest et au Nord où il a été érodé durant la phase hercynienne ; son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale. La zone la plus subsidante se trouve sur l'axe de Hassi Chergui-Brides.

Le Silurien argileux est subdivisé en deux parties :

❖ Une partie basale :

Marquée par un pic radioactif, son épaisseur moyenne varie de 10 à 20 m d'argiles noires à Graptolites riche en matière organique.

❖ Une partie supérieure : Moins radioactive.

I-6-1-1-2-La roche mère Dévonienne :

Localisée dans le Dévonien supérieur ; elle est subdivisée en deux zones :

❖ La zone inférieure radioactive au Frasnien :

Présente les meilleurs Potentiels avec une épaisseur variant de 150 à 300 m.

❖ Une zone supérieure du Frasnien-Famenien :

Avec une épaisseur qui varie de 50 à 500m.

I-6-1-2-Les autres roches mères :

❖ La roche mère Ordovicienne :

Localisée dans les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur ; la matière organique est de type II.

❖ La roche mère Carbonifère :

Les analyses géochimiques montrent que des niveaux argileux présentent de bons potentiels pétroliques ; la matière organique est de type III favorable à la génération du gaz.

I-6-2-Les roches réservoirs :

Principalement il y'a les formations gréseuses du paléozoïque et du Trias argilo gréseux.

I-6-2-1-Les réservoirs du paléozoïque :**❖ Le réservoir Cambrien :**

Il a été atteint sur la bordure Nord et Sud - Ouest du bassin où sa profondeur est faible ; son épaisseur varie de 500 à 600 m où on a une réduction sur le mole de Dahar ainsi que vers la partie Sud-Ouest du bassin en raison de son érosion partielle. Le Cambrien produit avec une porosité variant de 4 à 11 % . .

Ce réservoir est formé par le niveau Ri, Ra où la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi de l'Ordovicien.

❖ Le réservoir Ordovicien : (Quartzite de Hamra) ;

C'est dans la partie Sud-Est de la province que les quartzites de Hamra ont révélées leur importance. Leur épaisseur maximale est de 325m, situé sur l'axe Gassi Touil-Nezla. Dans la région de Nezla la porosité varie de 5 à 10 %. Les principaux résultats de ce réservoir sont :

-Huile et gaz à Nezla.

-Gaz à condensat à Nezla Nord.

❖ Le réservoir Silurien argilo-gréseux :

(unités M, A et B) : Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien, elle est subdivisée en unités M1, M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir " F6". On note que cette formation est particulièrement subsidante dans la partie Nord-Est de la province triasique où elle atteint près de 900 m d'épaisseur dans le sillon de Marafag. Les grés sont fins à moyen avec une porosité variant de 8 à 12 % et une perméabilité de 100 md.

Cette série produit de l'huile et du gaz à condensat à Rhourd Nous et à Rhourd Adra ; l'étanchéité de ces réservoirs est formée par les argiles assurant une bonne couverture.

❖ Les réservoirs du Dévonien inférieur :

Ils sont constitués par des grés massifs de la base du Gédinnien ainsi que le Siégèzien et l'Emsien ; (alternance de grés et d'argile).

❖ **Les Grés massif GEDINNIEN ou grés de TADRAAT :**

Ils peuvent avoir une épaisseur utile de l'ordre de 300 m ; ils sont présentés dans la partie Sud du bassin où ils ont été épargnés par l'érosion hercynienne ; ces paramètres pétro-physiques sont assez bons, la porosité varie entre 5 et 7 % alors que la perméabilité atteint les 500 md.

❖ **Le réservoir Siégèzien-Emsien :**

Il est constitué par des alternances d'argiles et de grés fins à moyens ; son épaisseur varie de 30 à 90m ; ces paramètres pétro-physiques sont meilleurs avec une porosité variant de 15 à 20 % et une perméabilité de 100 md. D'importantes accumulations d'huile ont été rencontrées dans ce réservoir à Bir-Berkine (BBK-1) et Bir-Rebaa Nord (BRN).

❖ **Le réservoir Carbonifère :** (grés de Rhourd El Khrouf (RKF)) :

Il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétro-physiques, où la porosité varie entre 8 et 17 % ; il produit à Rhourd El Khrouf et Berkine

I-6-2-2-Les réservoirs Mésozoïques :

Au niveau du Mésozoïque, il y a les réservoirs du Trias qui peuvent être considérés comme potentiels ; Ces réservoirs sont subdivisés en trois :

❖ **Le TAGI :**

Les isopaques du Trias argilo-gréseux inférieur sont présents dans tout le bassin sauf sur la bordure Sud-Ouest où ils présentent une lacune dépôt, son épaisseur est de 100 m dans la partie centre et Ouest. Au Nord son épaisseur varie de 10 à 200 m avec un développement des roches éruptives dans la partie Nord-Ouest perdant toutes ses qualités réservoirs on aura ainsi une porosité qui varie entre 7 et 26 % et une perméabilité moyenne de 27 à 35 md. De nombreuses découvertes d'huile et de gaz ont été faites dans ce niveau sur des pièges situés sur le trend Nord Est - Sud Ouest axe El Merk-Rhourd El Khrouf. La couverture est assurée par les argiles du Trias carbonaté ou par le Trias salifère.

❖ **Le TAC :**

D'origine lacustre, il est constitué d'argile brune-rouge dolomitique et siliteuse, passée de dolomie microcristalline et de grés fins siliceux à silico-argileux, il est aussi caractérisé par

la présence de roches éruptives dans la région de Nezla .Dans la dépression Sud-Est triasique, le Trias carbonaté est subdivisé de la base au sommet par trois unités :

- Intermédiaire 1
- Argileux moyen.
- Intermédiaire 2.

Les réservoirs du Trias Carbonaté correspondent aux grés de l'unité intermédiaire 1 et 2, séparés par l'argileux moyen, l'étanchéité de ces derniers est assurée par les argiles sus-jacentes.

❖ Le TAGS :

Il a une extension limitée à la dépression du Sud -Est triasique ; il est d'origine fluviatile formé de grés blancs, silico-argileux localement anhydrique, fin à moyen, son épaisseur est de 200 m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud- Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

I-6-3- les roches couvertures :

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures du bassin, la couverture du réservoir TAGI est formée par des argiles et des évaporites du Trias carbonaté, Trias S4 ainsi que le Lias S3. Les réservoirs F1a / F1b, F2 sont couverts par des argiles sus -jacentes de même âge.

Les passages du TAGI basal avec de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures.

Chapitre II

Cadre local (champ d'Ourhoud)

II-Cadre géologique locale (Ourhoud) :

Introduction:

L'Organisation Ourhoud (créée en 1997, début de production 2003) est l'Opérateur délégué chargé du développement et de l'exploitation du champ Ourhoud.

Les partenaires ont conçu l'Organisation Ourhoud comme un instrument doté de pouvoirs et procédures fiables approuvées par toutes les parties et l'ont dotée de moyens matériels et ont affecté du personnel de haut niveau pour assurer son efficacité.

L'Organisation Ourhoud a su tirer profit de toute l'expérience acquise par Sonatrach et les partenaires (Anadarko, Cepsa, Agip, Maersk, Burlington Ressource, Talisman) au bénéfice de projet et de la diversité culturelle.

II-1- Présentation de la région:

La région de Hassi Berkine fait partie du bassin de Berkine, appelé également synéclyse de Berkine.

Cette région a la configuration d'une dépression intracratonique localisée dans le grand Erg oriental, limitée à l'Ouest par le dorsale d'Amguide El Biode et le mole de Tihenboka à l'Est.

Le champ de pétrole Ourhoud (autrefois appelé Qoubba), est situé au sud du champ d'Anadarko à Hassi Berkine, à 420km au Sud-Est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et 1300km au Sud-est d'Alger.

Le champ d'Ourhoud fut découvert en juillet de l'année 1994, est considéré comme le deuxième plus grand gisement en Algérie avec un périmètre d'exploitation de 263,4Km².

Le champ d'Ourhoud est délimité par les coordonnées UTM suivantes :

X = 405 248 à 426 628 Longitude Est.

Y = 3 376 147 à 3 403 776 L'altitude Nord (Fig.II.1).



Fig. II -1: Situation géographique du champ d'Ourhoud (Document Sonatrach)

II-2- Histoire de découverte :

Les premiers explorations en matière d'hydrocarbures en Algérie remonte à la fin de l'année 1890 dans le bassin de Chlef, cependant c'est en 1948 que la découverte à caractère commerciale, et la première fois à Oued Guétrini, à 150Km au Sud d'Alger.

Les explorations au champ d'Ourhoud ont commencé en Mai 1992 suite à la signature de l'accord entre Sonatrach et Cepsa qui permette l'exploration de bloc 406 dans le bassin de Berkine.

Le gisement d'Ourhoud fut découvert en Juillet 1994, il s'étend sur deux autres blocs : le 405 et le 404.

Le puits nommé **BKE 1** était le premier foré dans les grés de **TAGI** : Triassic Argileux Gréseux Inférieur , après sa mise en production il a donné un débit de 15275bbl/J.

Le champ devrait être unifié en 2005, mais en février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers pourront développer le champ en association avec Sonatrach.

Cette exploitation d'un champ qui regroupe plusieurs blocs et connu sous le nom d'unitarien de champ et son objectif est de permettre un développement optimum de gisement dans son ensemble.

II-3- Situation géologique :

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin intra-cratonique de Berkine où se trouvent d'épaisse séries paléozoïques et mésozoïques, ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne.

Le gisement d'Ourhoud est localisé dans les blocs 404/406A/405 du bassin de Berkine et contient une huile légère sous saturée dans les grès du **TAGI**, piégée dans un structure anticlinal faillé.

Le réservoir possède des caractéristiques petro-physiques de grande qualité.

L'intervalle de production du réservoir TAGI est situé immédiatement au dessus de la discordance Hercynienne, qui est généralement rencontré à une profondeur de **3100 mètres** dans la région de Qoubba, le point le plus élevé de la structure se situe à **-2772 m/NM**, et le contact huile/eau est interprété à **-3056 m/NM**, la hauteur utile moyenne est d'environ **31,5m**.

Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité sont respectivement de **15%** et **200 mD**.

L'huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir, et à une densité de 0,8115 au stockage.

La pression initiale du réservoir est de 348,11bar à la profondeur de Référence de -2978 m/NM et la température de gisement est de 102°C.

II-4- Subdivision géologique du réservoir d'Ourhoud :

L'horizon producteur est constituée par les grès du TAGI, d'âge triasique, ces grès continentaux ont été déposés par un système fluvio-deltaïque dans une large vallée, située le long du système de faille Pan –Africain.

L'épaisseur total du TAGI varie de 88 à 108m, la hauteur utile définie par une porosité, tirée de la diagraphie densité >10% et un cut-off en rayons gamma de 90° API, varie de 17 à 59m parmi les puits existants.

Les trois unités stratigraphiques principales ont été corrélées avec les sept puits disponibles et décomposées en onze couches dont les caractéristiques réservoirs ont été établies à l'aide des diagraphies et des mesures sur carottes. Pour chaque couche, les cartes isopaques des hauteurs totales, des hauteurs utiles ainsi que des porosités et des perméabilités ont été établies et introduites dans le simulateur afin de déterminer l'accumulation d'huile en place et d'optimiser le plan de développement du gisement.

Le contact huile eau a été interprété à -3056 m/NM à partir de l'analyse diagraphiques et de l'interprétation des données de pression (MDT) des sept puits

Formation TAGI :

Cette formation a résulté d'une déposition des matériaux silicate composés essentiellement des dépôts fluviaux l'épaisseur total du TAGI augmente selon la direction NO vers S-E allant de 80 jusqu'à 115 mètres.

Le TAGI d'Ourhoud est divisé en trois unités principales (couche) :

TAGI Inférieur :

Le TAGI inférieur a environ -3258 mètres d'épaisseur et est classé du bas vers le haut à Travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride, incluant :

Tubes provisoire en tresses, dépôts lenticulaire à faible énergie, dépôts éoliens, dépôts marginaux et sur pilotis, plaine d'inondation et dépôts distaux de méandres en forme de cloche.

L'orientation des dépôts de l'intervalle complet du TAGI inférieur donne un trend SO-NE et s'épaissit vers le SE.

Ce niveau est formé par les sédiments qui se sont formés sur la discordance Hercynienne. au dessus du contact huile/eau, les grés de la base et du sommet du TAGI inférieur sont caractérisés par des propriétés réservoir de bonne qualité. Cependant leur étendue latérale dépend de faciès rencontré c'est a dire de l'environnement du dépôt.

TAGI moyen :

L'épaisseur utile du TAGI moyen varie entre 10 et 30 mètres et se compose essentiellement de grés, les grés montrent deux trends de granulométrie l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes.

En général, l'unité réservoir a une direction N-S le long du champ, la qualité du réservoir est excellente et le coefficient H_u/H_t (hauteur nette/hauteur totale) est partout très élevé.

Les environnements de dépôts interprétés incluent des cours d'eau à méandres de forte et faible sinuosité, des cours d'eau en tresses, des plaines d'inondation fluviales et des nappes de sable éolien.

Ces dépôts sont la preuve d'un épisode correspondant a un transport de sable important et d'un dépôt par de grands cours d'eau, des strates éoliennes moins importantes existent aussi.

TAGI supérieur :

Le TAGI supérieur montre une distribution de l'épaisseur total qui est essentiellement le contraire du TAGI intermédiaire, c'est a dire où le TAGI intermédiaire est fin, le TAGI supérieur, est épais. Il s'épaissit en allant vers S-O et vers N-E de 27 à 42mètres.

II-5- Caractéristiques du réservoir :

La variation latérale de faciès de réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, avec une épaisseur moyenne de 80 à 100 mètres.

Le maximum d'épaisseur s'enregistre dans la terrasse qui dépasse les 100m, alors que le maximum est à l'Ouest de la partie du champ, 89m dans la partie Sud-Ouest du champ, cette diminution est due à l'érosion lors la genèse des couches.

La superficie de réservoir est de 140Km², avec une profondeur moyenne de 3180m.

- ❖ Température de réservoir : 102°C.
- ❖ Pression de réservoir : 348 bars.
- ❖ Porosité moyenne : 16 %.
- ❖ Perméabilité moyenne : 200 mD.
- ❖ Degré API : 42,5.
- ❖ GOR : 64 m³/m³.
- ❖ Gradient de pression : 1,02 psi/m.

Caractéristiques pétrophysiques des fluides :

A- Huile :

- ❖ Pression initial de gisement : 5000 Psi.
- ❖ Pression de bulle : 1247 Psi.
- ❖ Température de gisement : 102 °C.
- ❖ Facteur volumétrique de fond (FVF) : 1,233.
- ❖ GOR dissolution initial : 64 m³/m³.
- ❖ Densité d'huile de stockage : 0,813 g/cm³.
- ❖ Viscosité d'huile : 0.68 Cp.
- ❖ compressibilité : 7,14x10⁻⁶ Psi⁻¹.

B- Eau :

- ❖ Compressibilité : 4,3x10⁻⁸ Psi⁻¹.
- ❖ Viscosité : 2,75 Cp à 25°C.
- ❖ Salinité moyenne : 352,925 g/l.
- ❖ Densité : 1,224 Kg/l à 20°C.
- ❖ Résistivité : 5,94 Ohm/Cm²/m à 20°C.
- ❖ pH : 4,5.

C- Gaz :

- ❖ Compressibilité : 1,16 x 10⁻⁴ Psi⁻¹.

II-6-Les puits d'Ourhoud :

- ❖ 64 puits de production d'huile (Fig.II.3).
- ❖ 10 puits injecteurs de gaz (05 en WAG).
- ❖ 39 puits injecteurs d'eau.
- ❖ 10 puits producteurs d'eau de l'ALBIEN/BAREMIEM.
- ❖ 09 puits producteurs d'eau du MIOPLIOCENE.

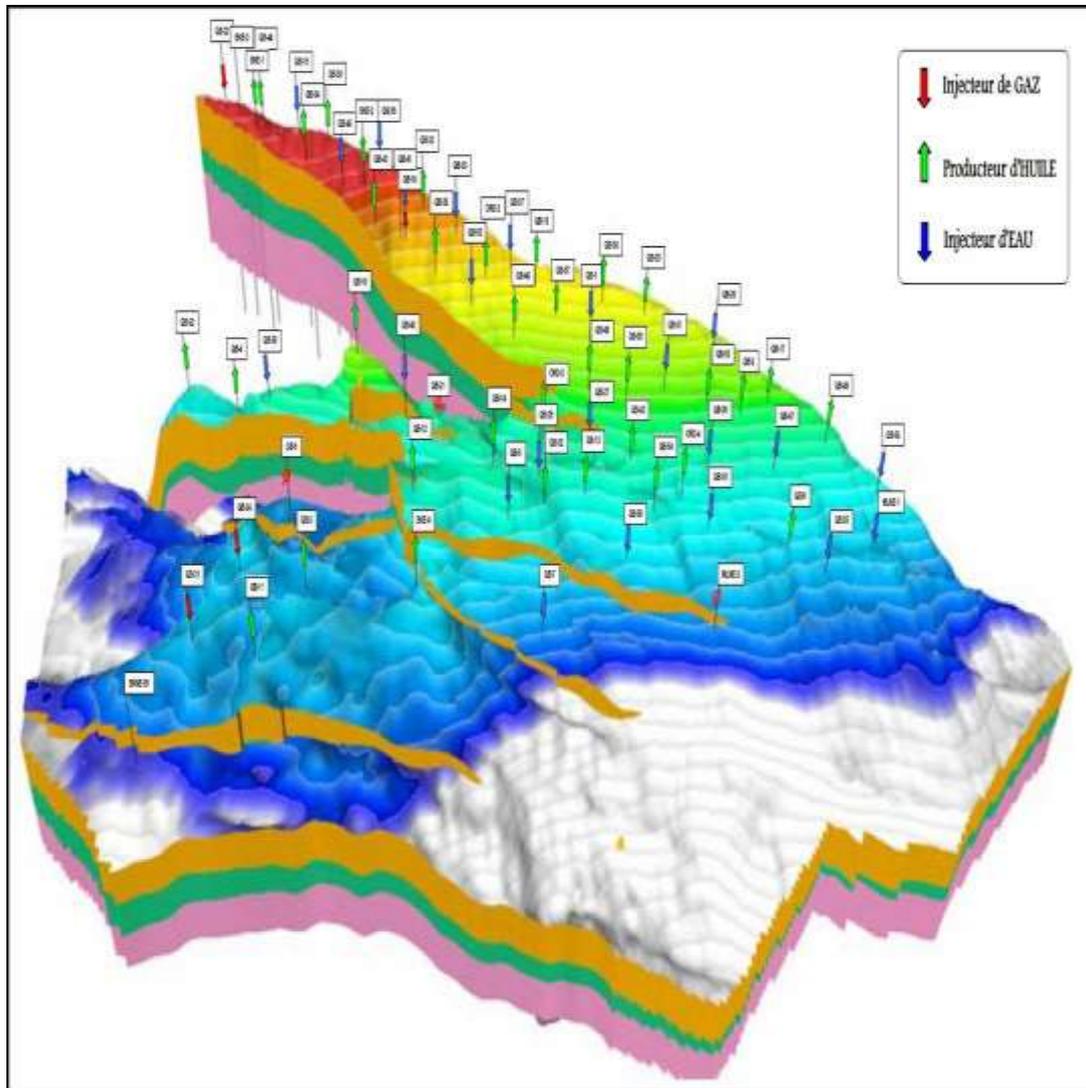


Fig. II -3-: Vue 3D du gisement d'Ourhoud (Groupement Berkiné).

Chapitre III
Sédimentologie

III- Sédimentologie :

III-1-Introduction:

Dans le présent chapitre, nous allons essayer de décrire les caractéristiques lithostratigraphiques, ainsi que sédimentologiques du réservoir triasique d'Ourhoud (TAGI).

Dans cette optique, des puits ont été sélectionnés avec leur carottes (**Fig.III.1**), notons que la nomenclature lithostratigraphique est adaptée de celle de Sonatrach.

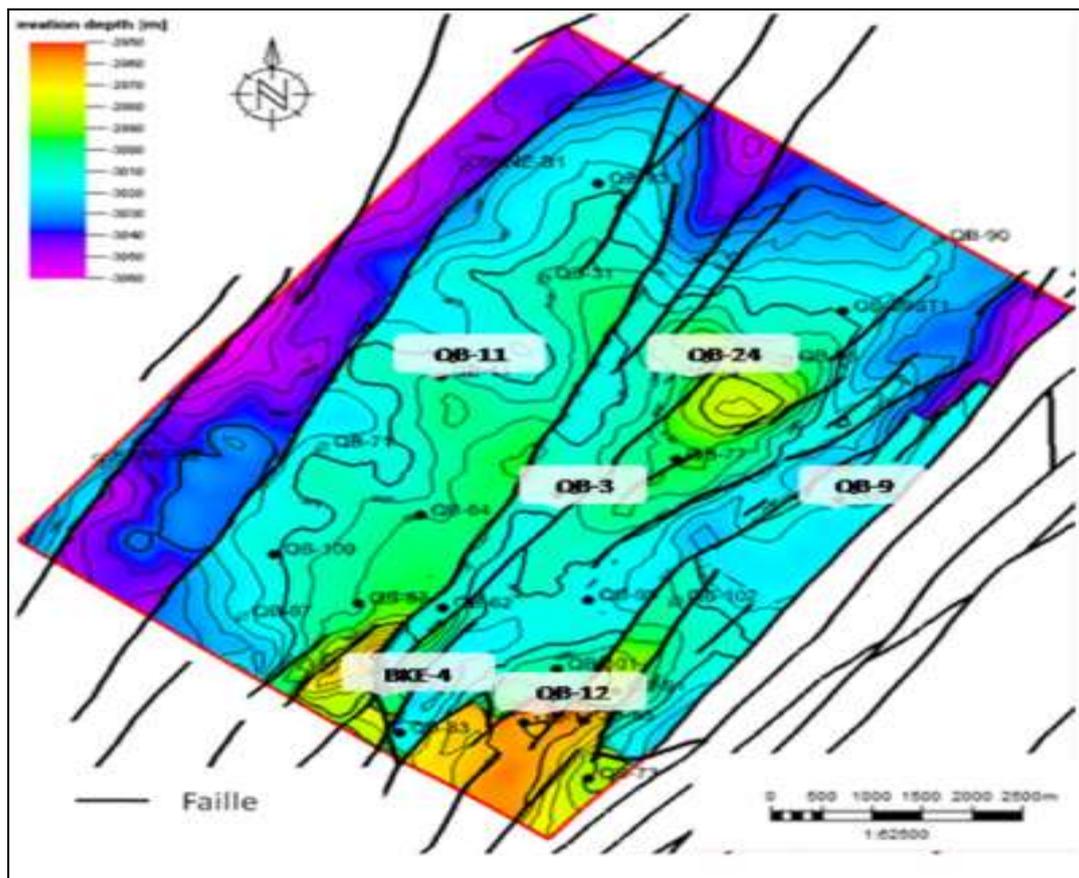


Fig. III -1: Positions des puits étudiés (Document Sonatrach).

III-2- Description lithostratigraphique et analyse sédimentologique:

III-2-1- Description lithostratigraphique :

A partir du décryptage diagraphique et de la description de quelques carottes, nous avons pu identifier au sein de Trias Argileux-Gréseux Inférieur avec un épaisseur de 80 à 100m.

On distingue alors trois membres lithostratigraphiquement bien distinct au niveau du ce champ (**Fig.III.2**).

TAGI inférieur :

Avec un épaisseur de 32 à 58 m , il est limité à la base par la discontinuité hercynienne (une discordance) et au sommet par la surface érosive L3. Il s'agit essentiellement de grés à laminations horizontales.

TAGI moyen :

Avec un épaisseur de 10 à 30 m, il est compris entre la surface érosive L3 et la surface M2, le TAGI moyen correspond à des bancs gréseux chenalisés.

TAGI supérieur :

Avec un épaisseur de 27 à 42 m, il est limité à sa base par la surface érosive M2, ce membre dénommé TAGI supérieur est constitué de bas en haut par :

- ❖ Grés chenalisés montrant vers le sommet des niveaux silteux.
- ❖ Grés chenalisés admettant quelques passées argileuses.

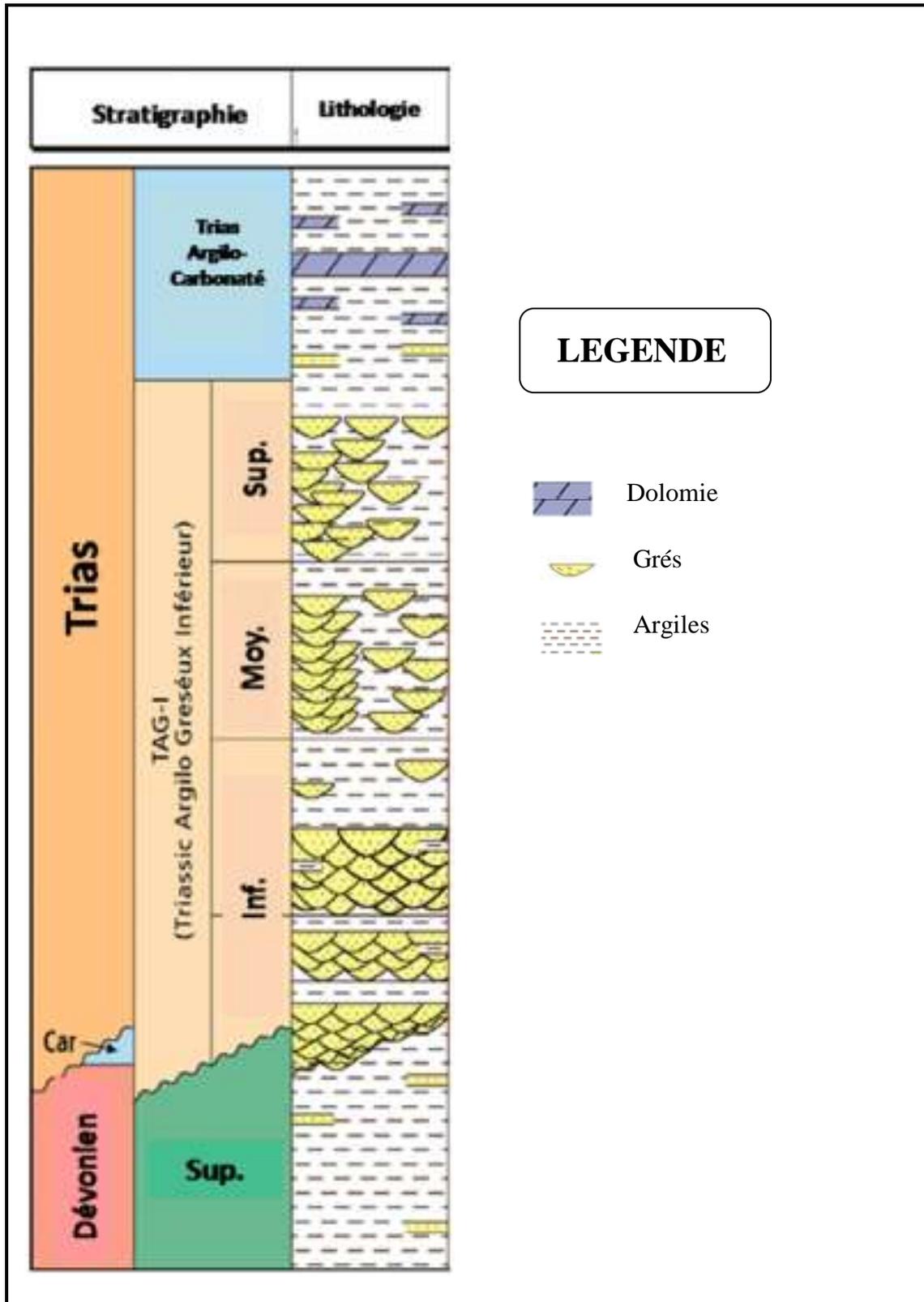


Fig. III -2: Série type du Trias Argilo-Gréseux inférieur (LOO, 2012).

III-2-2- Analyse sédimentologique :

L'étude de quelques puits carottés, nous ont permis de réaliser un inventaire exhaustif des différents figures et structures sédimentaires, une telle inventaire va être utilisé pour reconstituer les milieux de dépôt.

III-2-2-1-Description de quelques carottes :

Les carottes sont l'image fidèle du terrain traversé, ils sont des témoins permanents de la géologie sous-jacente et fournissent des données importantes à l'exploration des ressources pétrolières, pour cela, l'échantillon de carotte est donc très précieux et doit être traité avec beaucoup de soin, pour l'analyse et la description.

Dans ces tableaux nous vont résumer les principales structures sédimentaires identifiées.

Le puits BKE-4 :

Membre lithologique	N° de la carotte.	Figures et structures sédimentaires	Extrait de photos de carottes étudiées
TAGI supérieur	1	Litage horizontal, litage oblique, litage entrecoupé, et ondulée	
	2	Litage horizontal, litage oblique, litage entrecoupé et structure bréchique.	
TAGI moyen	3	-	
	4	Litage horizontal et laminations ondulées	
	5	Litage horizontal et laminations ondulées	

Tab-1: Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits BKE-4 (Groupement Berkine).

Le puits QB-3 :

Membre lithologique	N° de la carotte.	Figures et structures sédimentaires	Carottes
TAGI supérieur TAGI moyen TAGI inférieur	1	Figures de charge, figures d'injection, lamination horizontale et ondulée et structures fenestrées	
	2	figures d'injection, litage entrecoupé	

Tab-2: Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-3 (Groupement Berkine).

Le puits QB-12 :

Membre lithologique	N° de la carotte.	Figures et structures sédimentaires	Carottes
TAGI supérieur TAGI moyen TAGI inférieur	1	H.C.B, litage horizontal, litage oblique, lamination ondulée et nodule de silex	
	2	Bioturbation, structure bréchique et figures de charge.	

Tab-3: Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-12 (Groupement Berkine).

Le puits QB-24 :

Membre lithologique	N° de la carotte.	Figures et structures sédimentaires	Extrait de photos de carottes étudiées
TAGI supérieur	1	Figures de charge, figures d'injection, lamination horizontale et ondulée et structures fenestrées (?)	
TAGI moyen			
TAGI inférieur	2	figures d'injection, litage entrecoupé et lamination ondulée.	

Tab-4: Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-24 (Groupement Berkine).

III-2-2-2-Milieu de dépôt :

La reconstitution des milieux pour les dépôts silicoclastiques est basée sur la sédimentologie de faciès, les différentes figures et structures sédimentaires nous ont permis d'identifier les milieux de dépôts suivants (**Fig III-3**):

TAGI inférieur :

Ces grès à prédominance de l'étage horizontal et ondulée, permet d'indiquer le domaine fluviatile dont les chenaux sont à faible sinuosité, les surfaces de dessiccation ont pu être identifiées par la présence des oxydes de fer.

TAGI moyen:

Constitué par des argiles lacustres reposant sur des grès fluviatiles, au contraire du TAGI inférieur, les chenaux sont caractérisés par une forte sinuosité.

Ce membre est caractérisé par la présence des litages entrecoupés dans tous les puits étudiés.

TAGI supérieur:

Il est caractérisé par une variété de litages : la stratification en mamelons indiquent une forte énergie de type tempête alors que le litage horizontal et entrecoupé indique un milieu supratidal.

Cette période de dépôt commence avec un régime fluvial à énergie élevée qui a tendance à diminuer à la fin du TAGI, notons que nous avons pu mettre en évidence le milieu de Sebka par la présence des niveaux évaporitiques dans l'U4.

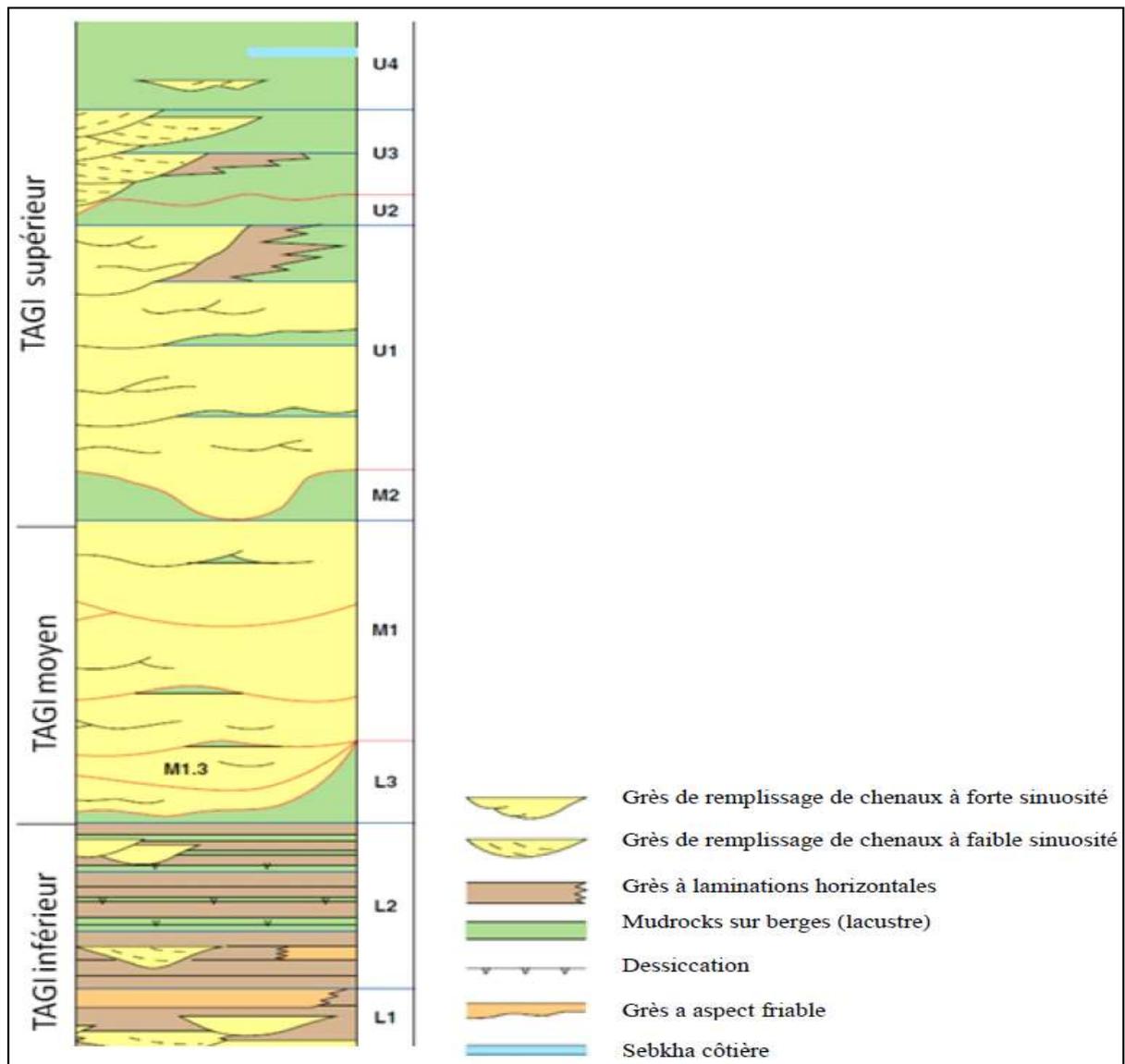


Fig. III -3 : Evolution des environnements de dépôts du réservoir TAGI du Champ d'Ourhoud (Ashton,2015).

III-2-3- Corrélation :

Deux transects ont été choisis pour effectuer cette corrélation, il s'agit du transect Nord-Sud incluant les puits (QB-24, QB-3 et BKE-4) et du transect Est-Ouest avec les puits (QB-11, QB-3 et QB-9).

III-2-3-1- Transect Nord-Sud :

Selon le présent transect (**Fig.III.4**), nous constatons le rôle important de la tectonique locale et/ou régionale sur la variation spatiale des épaisseurs au cours des dépôts des différents faciès du TAGI, ainsi des augmentations d'épaisseurs sont enregistrées vers le Sud lors des dépôts du TAGI supérieur.

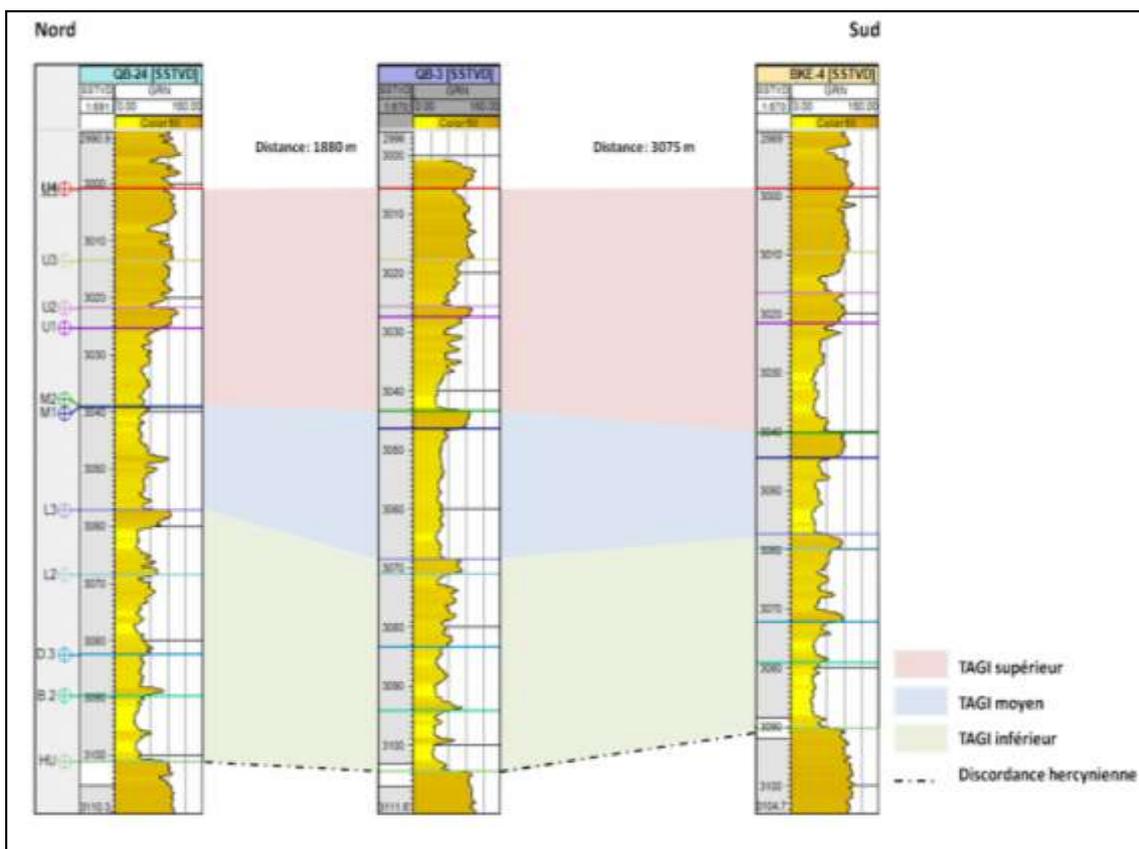


Fig. III -4 : Profil de corrélation entre les différents puits selon le transect Nord-Sud (Groupement Berkine 2011)

III-2-3-2- Transect Est-Ouest :

Sous le contrôle toujours tectonique, les trois puits du transect Est-Ouest (**Fig.III.5**) montrent une diminution des épaisseurs vers l'Ouest durant les dépôts du TAGI inférieur et supérieur, par contre, les épaisseurs du TAGI moyen sont beaucoup plus importantes vers l'Ouest.

En somme, la corrélation effectuée selon les deux transect montre fort bien l'existence d'une inversion généralisée des épaisseurs pendant les dépôts du TAGI moyen.

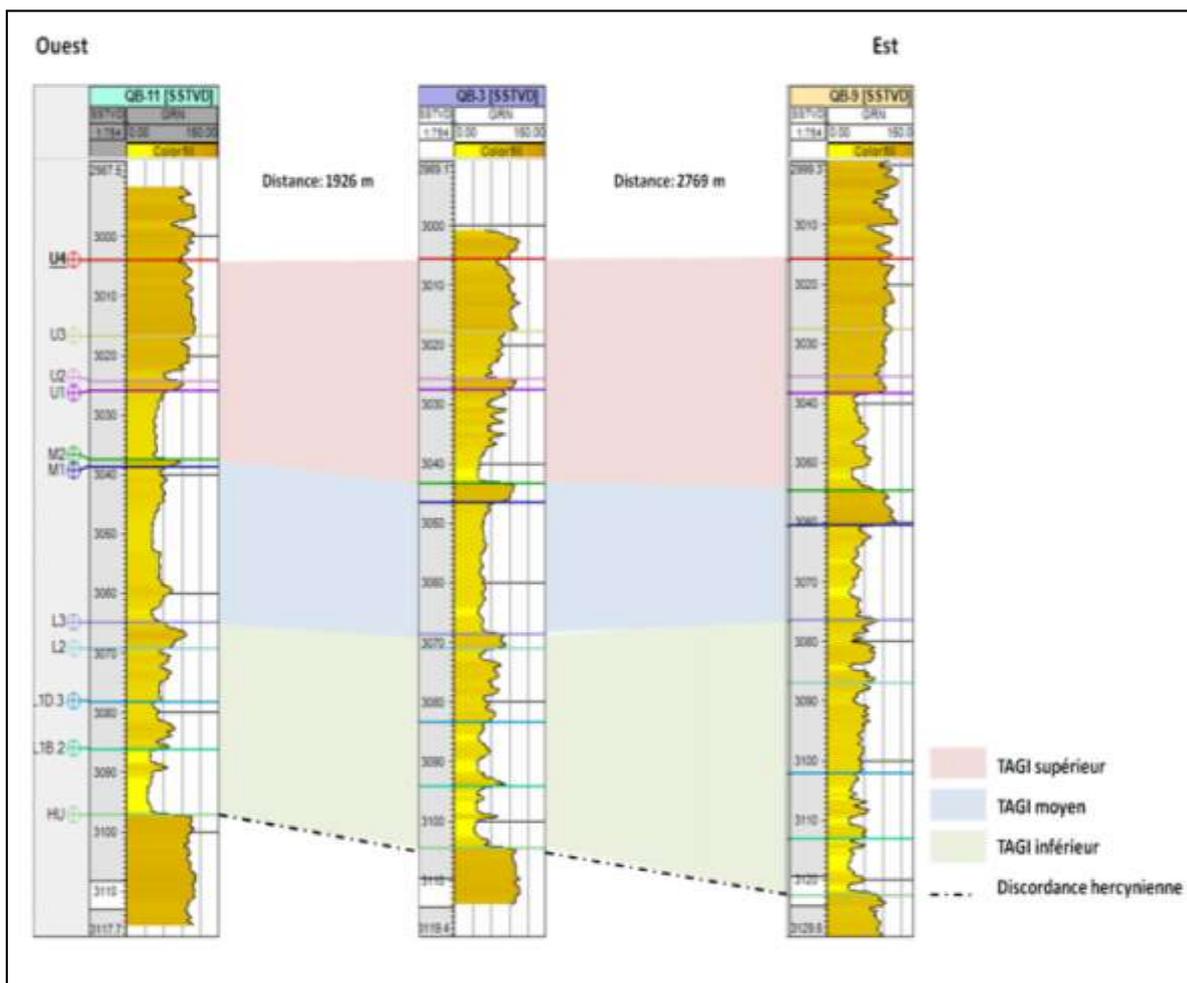


Fig. III -5 : profil de corrélation entre les différents puits selon le transect Est-Ouest (Groupement Berkine 2011)

Chapitre IV
Etude pétrophysique

IV-Etude Pétrophysique :

IV-1- Introduction:

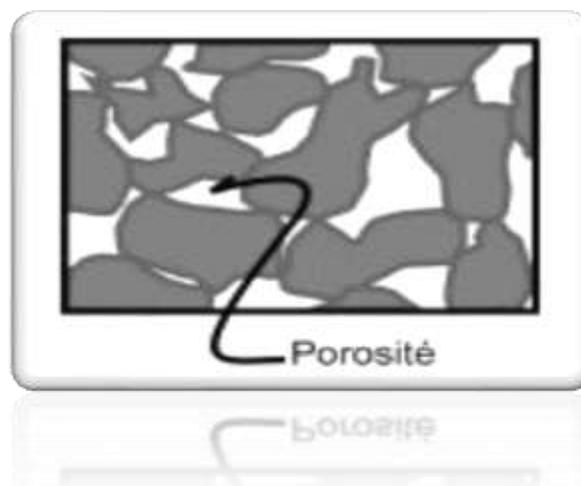
L'objectif de l'étude pétrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile ...) ,ainsi des cross section de deux direction a travers le champ a partir d'un model géologique suivant la vertical des différentes attribut tel que (la Porosité, perméabilité, saturation) en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés, ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides, ainsi d'une idée sur la compartimentalisation de notre réservoir.

IV-2- Rappels théoriques :

Définitions

❖ La porosité « Φ » :

- ❖ Volume de vide (" pore ") existant dans la roche sur le volume total de la roche, exprimé en %.
- ❖ L'ensemble des pores reliés entre eux est la porosité utile. La porosité restante est la porosité résiduelle.
- ❖ Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10% et 35 %.



Porosité totale :

La porosité est la fraction du volume total occupée par les pores, ou bien le volume disponible pour un vide par rapport au volume total de la roche.

$$\text{Porosité} = \frac{\text{volume des vides}}{\text{volume total}}$$

Porosité utile \emptyset_u (ou dite effective) :

C'est le rapport du volume des pores reliés entre eux au volume total de l'échantillon exprimé en pourcentage.

$$\text{La porosité effective} = \frac{\text{Volume des vides communicants}}{\text{Volume total de la roche}}$$

Aussi c'est la porosité restante après soustraction de la porosité propre à l'argile :

$$\emptyset_u = \emptyset_t - V_{cl} \cdot \emptyset_{cl}$$

(\emptyset_t : la porosité totale en %).

V_{cl} : pourcentage d'argile.

\emptyset_{cl} : la porosité propre à l'argile).

❖ La perméabilité « K » :

La perméabilité, k , est la capacité de circulation d'un fluide (liquide ou gaz) dans la formation. C'est une mesure de la vitesse d'écoulement d'un fluide à travers une surface donnée d'une formation pour un gradient de pression donné travers ses parois. Elle est exprimée en milli darcy (md).

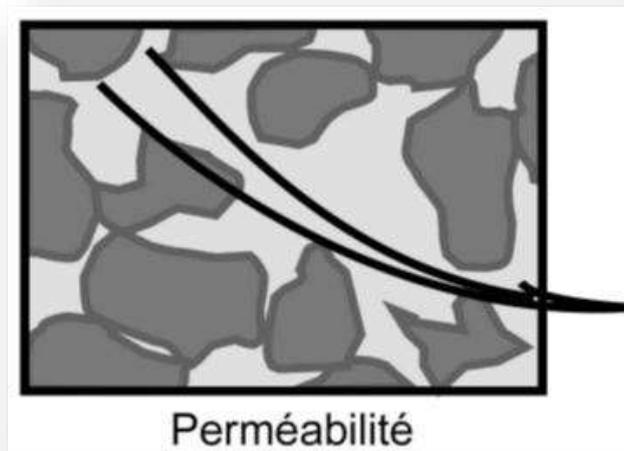
-K: perméabilité [md].

- Φ : porosité [%].

- S_w : saturation en eau [%].

La Loi de Darcy :

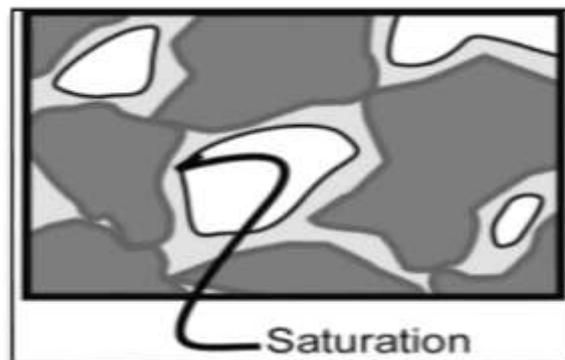
$$K = 0.136 \frac{\phi^2}{S_w^{4.4}}$$



❖ La saturation « S » :

Pour un fluide considéré, présent dans un réseau poreux en même temps que d'autres fluides, on définit une saturation. (A. HOSSIN, 1983). On désigne par la saturation, le volume d'un fluide donné par rapport au volume poreux total disponible pour les fluides.

$S = \text{volume de fluide} / \text{volume poreux total disponible pour les fluides.}$



Si de l'eau, de l'huile et du gaz sont présents dans un même réseau poreux, on a :

$S_o = (V_o / V_p) * 100\%$	So: Saturation en huile.
$S_g = (V_g / V_p) * 100\%$	Sg : Saturation en gaz .
V_o : Volume d'huile.	V_g : Volume de gaz.
V_p : Volume des pores.	Avec: $S_w + S_o + S_g = 1$.

IV-3-Interprétation des cartes du réservoir (TAGI) :

IV-3-1- La carte en isobathes :

La carte en isobathes réalisée dans le champ Ourhoud (**Fig.IV-1**), montre une tectonique assez complexe matérialisée par des accidents à prédominance Nord Est – Sud Ouest, ainsi que par des structures en blocs sous forme de horsts et grabens.

Le secteur exploré se présente sous forme d'un anticlinal, dont l'extension orientale et méridionale est coiffée par deux principaux trends de failles de direction **Nord Est– Sud Ouest** et **Est Ouest**; alors que sa partie orientale est affectée par une faille principale divisant la structure anticlinale en deux parties.

Il est à noter que le point le plus élevé de la structure se situe à **-2772 m**, et le contact huile/eau est interprété à **-3056 m**.

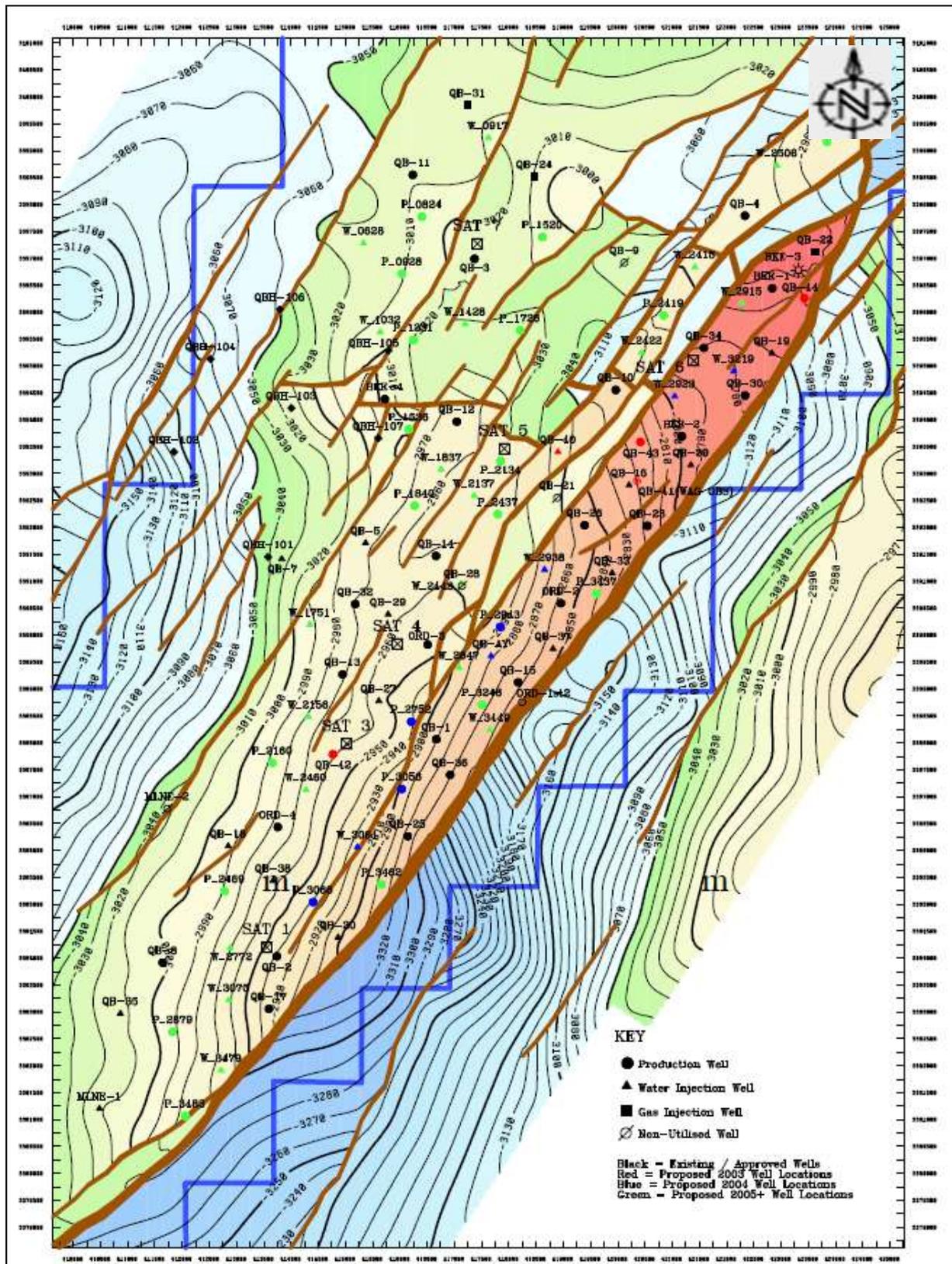


Fig. IV-1: Carte en isobathes au toit du TAGI du champ d'Ourhoud (Document Sonatrach).

IV-3-2- La carte en isopaques :

La carte obtenue (**Fig.IV-2**), présente la variation des épaisseurs à travers tout le champ, nous enregistrons que cette dernière augmente progressivement dans le sens **Nord Ouest – Sud Est**.

Le maximum est de **115.4 m** enregistré autour du puits **puits QB-4**, alors que le minimum est de **76.6 m** enregistré autour du **puits BKNE-15**.

IV-3-3- La carte en isoépaisseurs utiles :

L'examen de cette carte (**fig.IV-3**) nous a permis de distinguer que l'épaisseur utile du réservoir **TAGI** dans notre champ, augmente généralement dans le sens **Nord Ouest – Sud Est**.

Le maximum est de **66 m** enregistrée au niveau du **puits QB-57**, tandis que le minimum est enregistré avec une valeur nulle au niveau du **puits QB-9**.

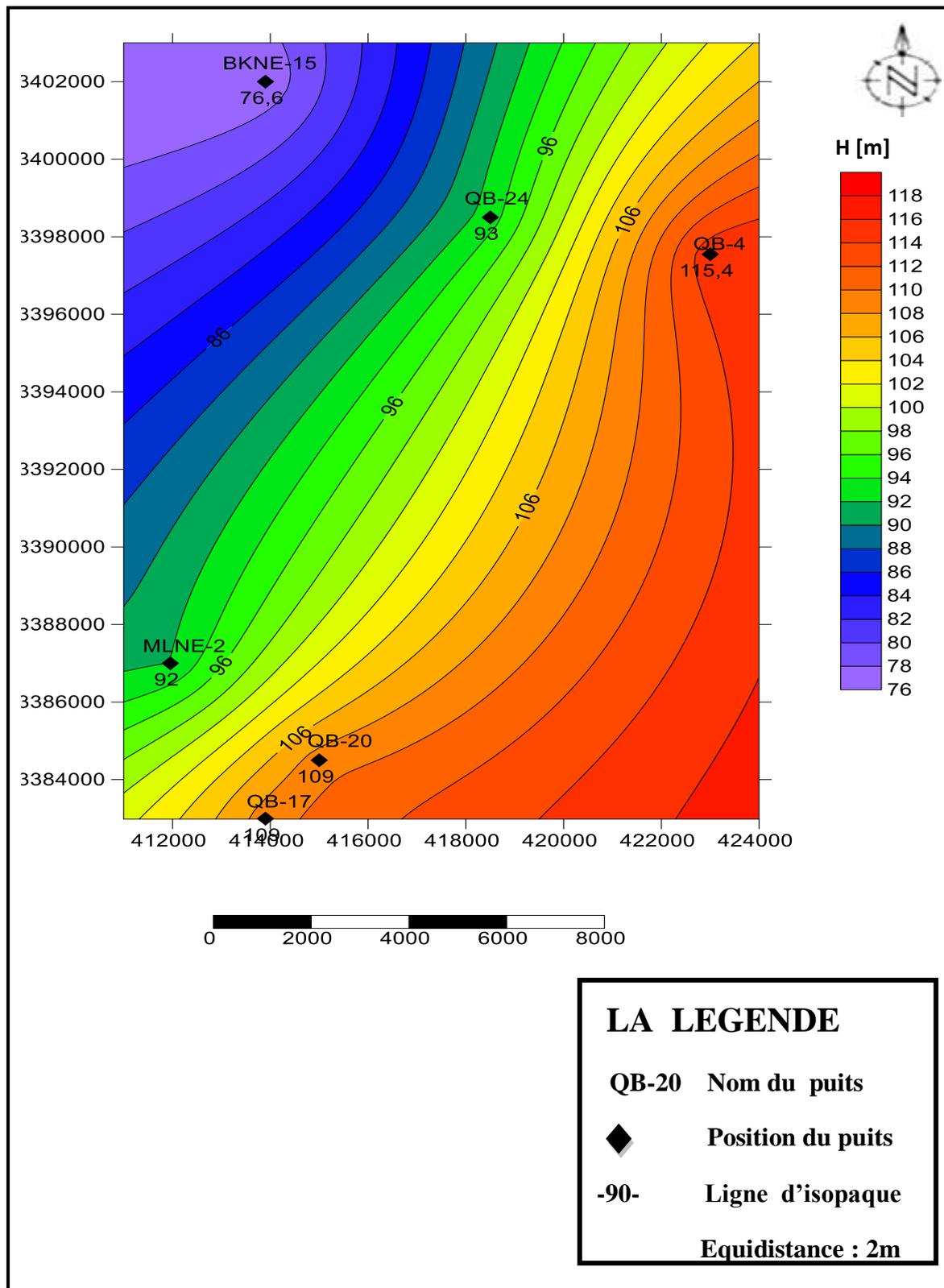


Fig. IV-2: Carte en isopaques du TAGI du champ d'Ourhoud

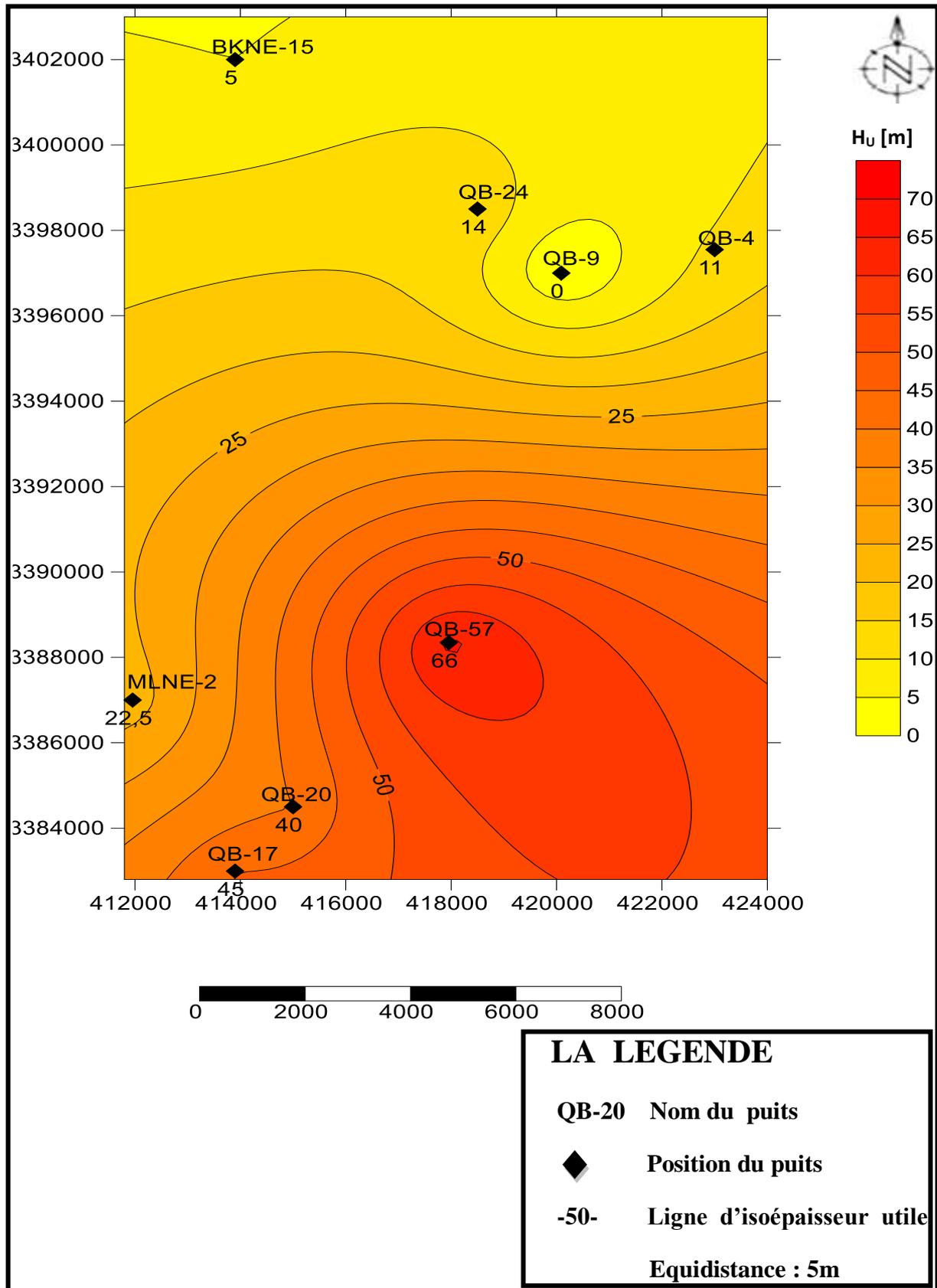


Fig. IV-3: Carte en isoépaisseurs utiles du TAGI du champ d'Ourhoud

IV-3-4- La carte en isoporosité :

L'examen de cette carte nous a permis de distinguer que ce paramètre augmente progressivement aux alentours de puits **puits QB-9** avec une valeur minimale de **11,4%**, vers trois directions qui représentent, le maximum est enregistré au niveau du **puits QB-4** avec une valeur de **14,8%**(Fig.IV-4).

IV-3-5- La carte en isoperméabilité :

L'analyse de cette carte nous a permis d'apprécier les différentes valeurs de la perméabilité a travers le champ, ainsi on remarque une augmentation de ce paramètre dans la même direction **Nord -Sud** de la carte.

Les meilleures valeurs de perméabilités concentrées le long d'un axe oriente **Nord – Sud** se situent dans la bordure orientale du champ, la valeur maximale est de **303 mD**, enregistrée au niveau du **puits QB-17**. (Fig.IV-5).

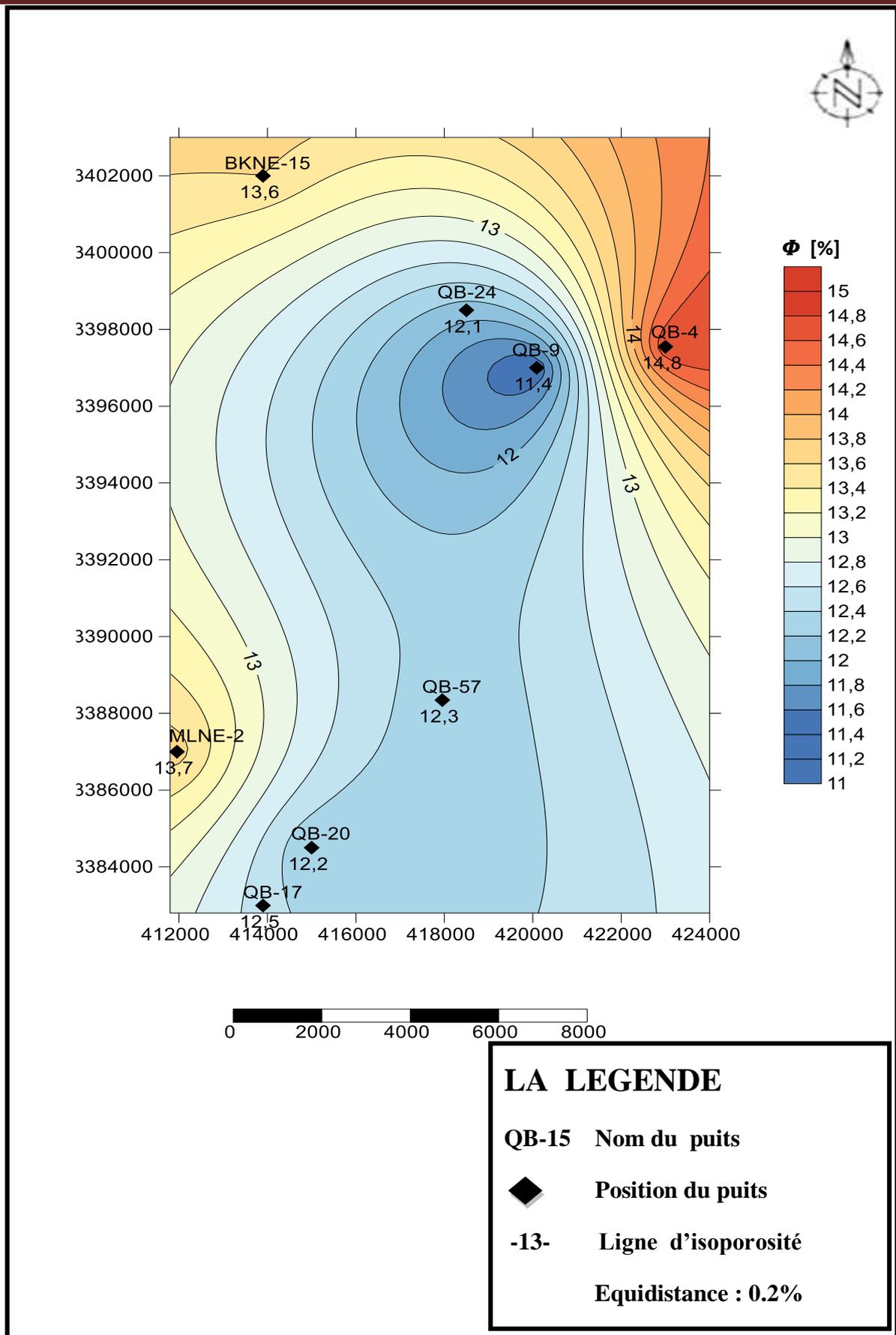


Fig. IV-4: Carte en isoporosité du TAGI du champ d'Ourhoud

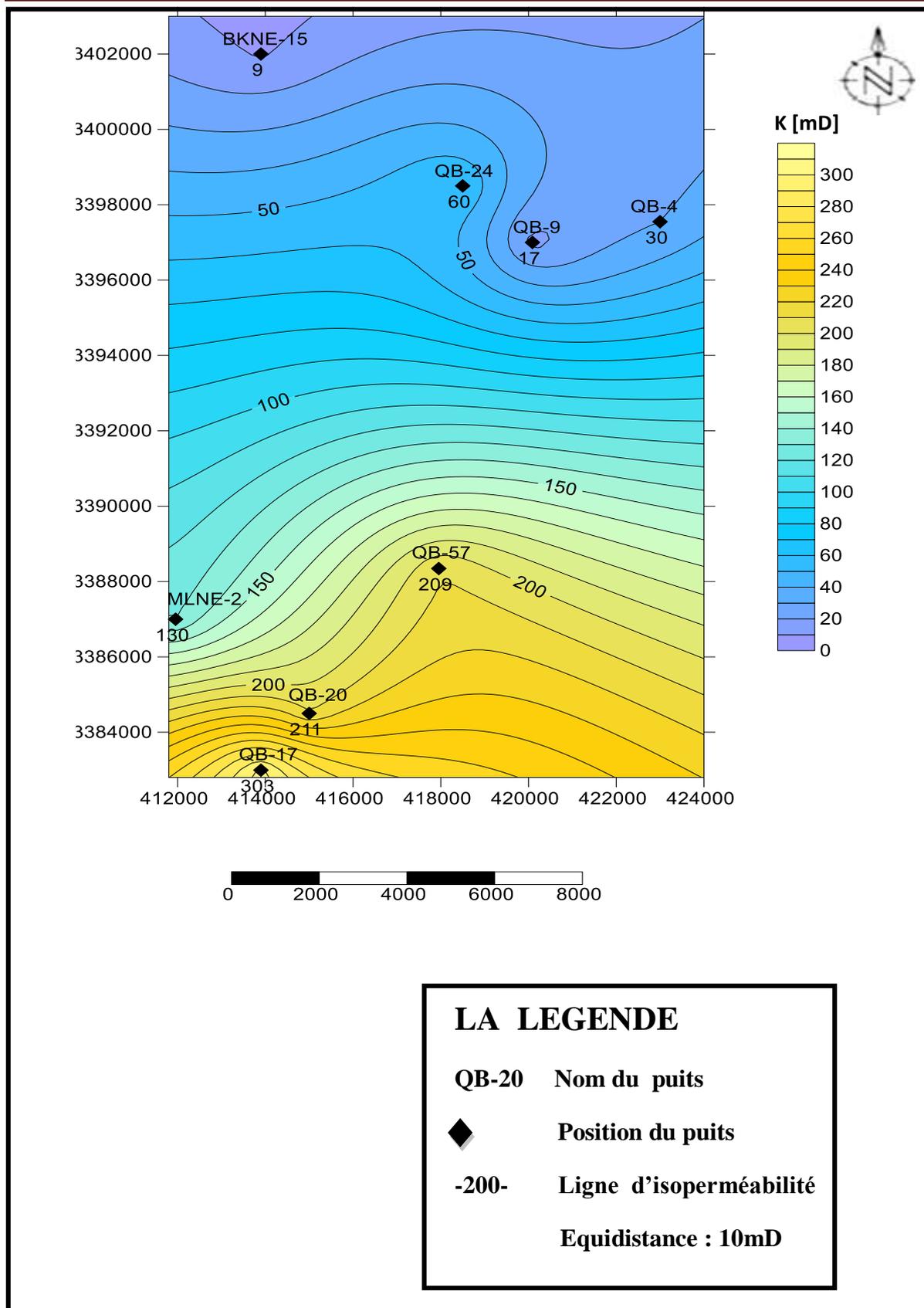


Fig. IV-5: Carte en isoperméabilité du TAGI du champ d'Ourhoud

IV-4- Interprétation des cartes des différents niveaux constituant le

IV-4-1- Le TAGI inférieur :

IV-4-1-1- La carte en isopaques :

D'après cette carte (Fig. IV-6) on constate une augmentation de l'épaisseur du réservoir TAGI dans le sens **Ouest– Est**, le maximum est enregistré au niveau du **puits QB-4** avec une valeur de **57,8 m**. En s'éloignant de cette zone, l'épaisseur diminue progressivement jusqu'à atteindre son minimum qui est de **31,1 m** enregistré au niveau du **puits BKNE-15**.

IV-4-1-2- La carte en isoépaisseurs utiles :

On remarque que l'épaisseur utile augmente rapidement dans la direction **Nord Ouest– Sud Est** du champ, le maximum est de **21,8 m** enregistré autour du **puits QB-4**, alors que les valeurs nulles sont enregistrées dans la partie **Nord Ouest** (Fig. IV-7).

IV-4-1-3- La carte en isoporosité :

Les isolignes sont concentriques dans trois parties du champ, ce paramètre augmente progressivement dans toutes les directions, le maximum est de **12%** enregistré autour du **puits QB-4**, alors que le minimum est enregistré autour du **puits QB-9** avec une valeur de **7,6%** (Fig. IV-8).

IV-4-1-4- La carte en isoperméabilité :

Dans les parties orientale et occidentale du champ, on a de bonnes valeurs, elles sont décroissantes dans la partie centrale, le maximum est enregistré au niveau du **puits MLNE-2** avec une valeur de **265,1 mD**, le minimum est enregistré au niveau du **puits QB-24** avec une valeur nulle (Fig. IV-9).

la variation de la porosité et la perméabilité dans le TAGI inférieur est pareil c'est probablement à cause de l'égalité de quantité des grés et des argiles.

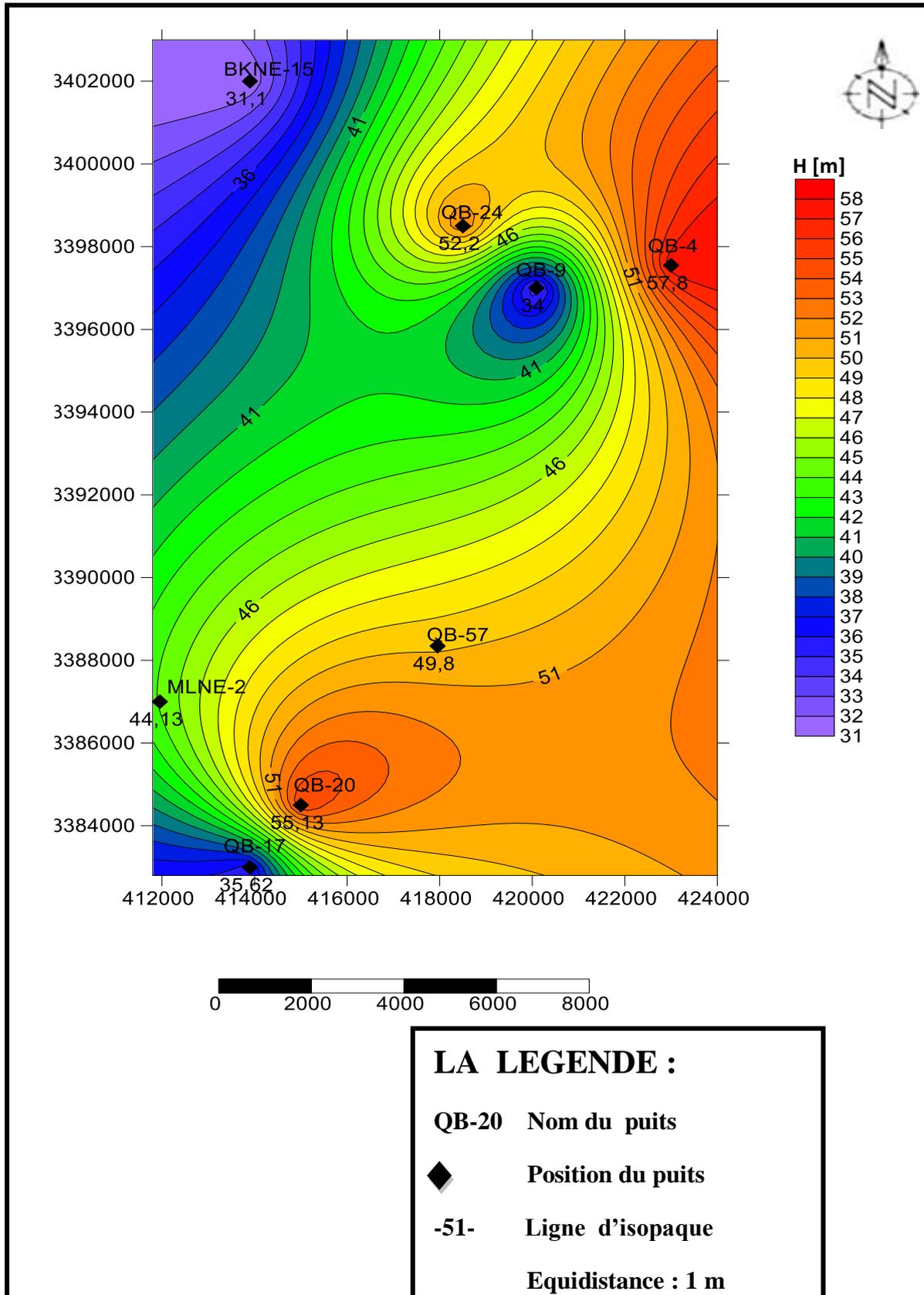


Fig. IV-6: Carte en isopaches du TAGL.inf du champ d'Ourhoud

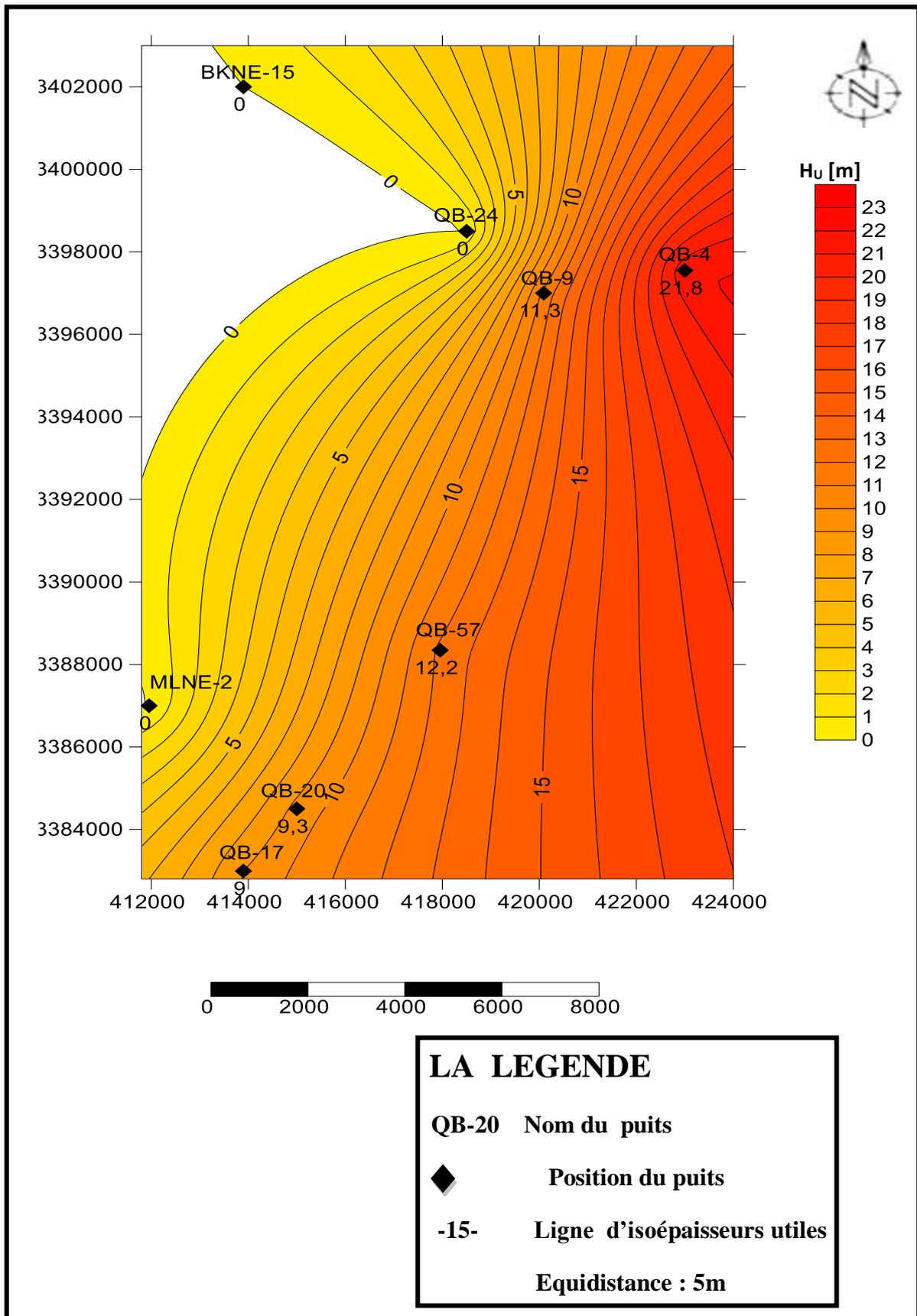


Fig. IV-7: Carte en isoépaisseurs utiles du TAGL.inf du champ d'Ourhoud

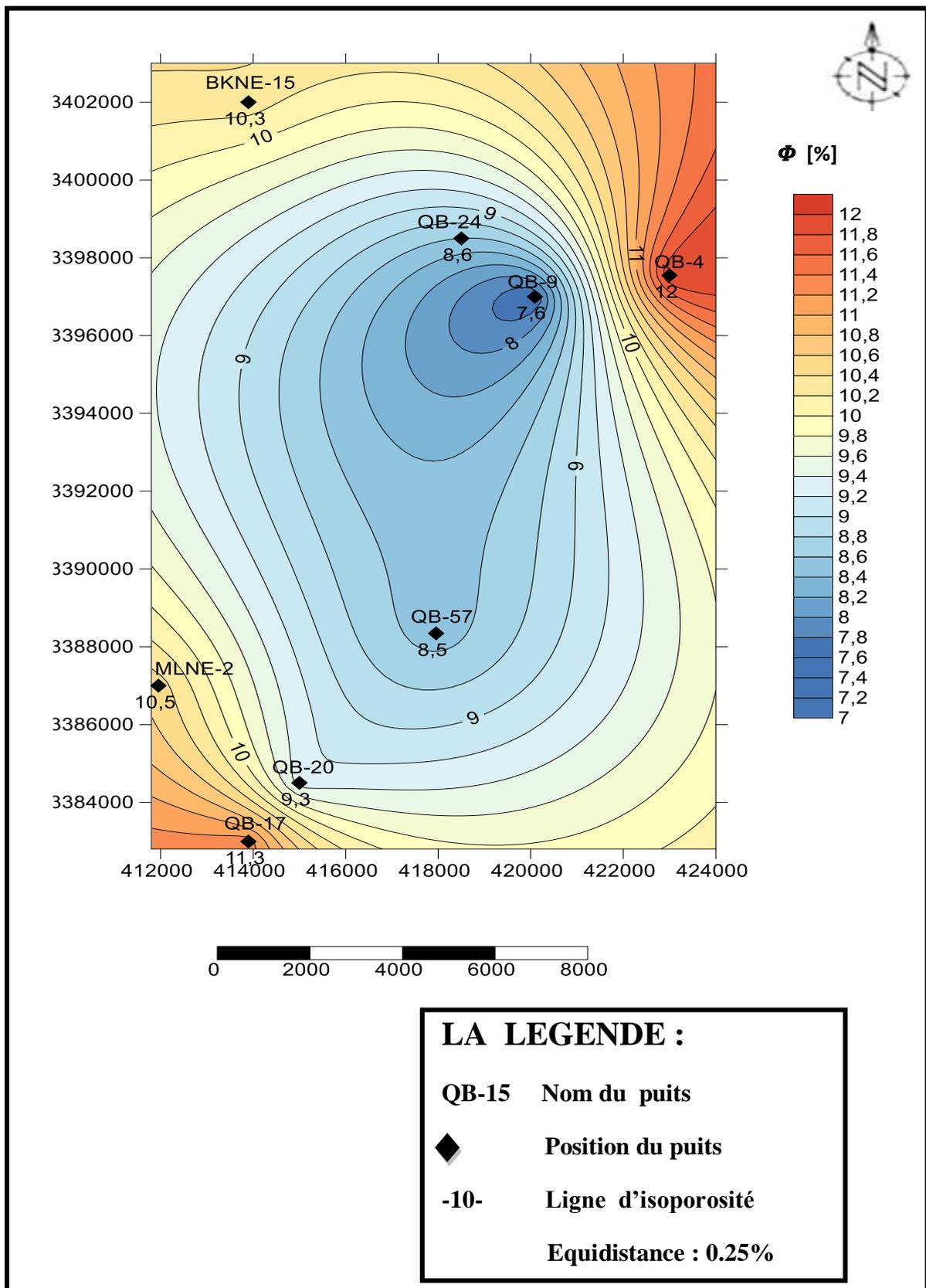


Fig. IV-8: Carte en isoporosités du TAGI.inf du champ d'Ourhoud

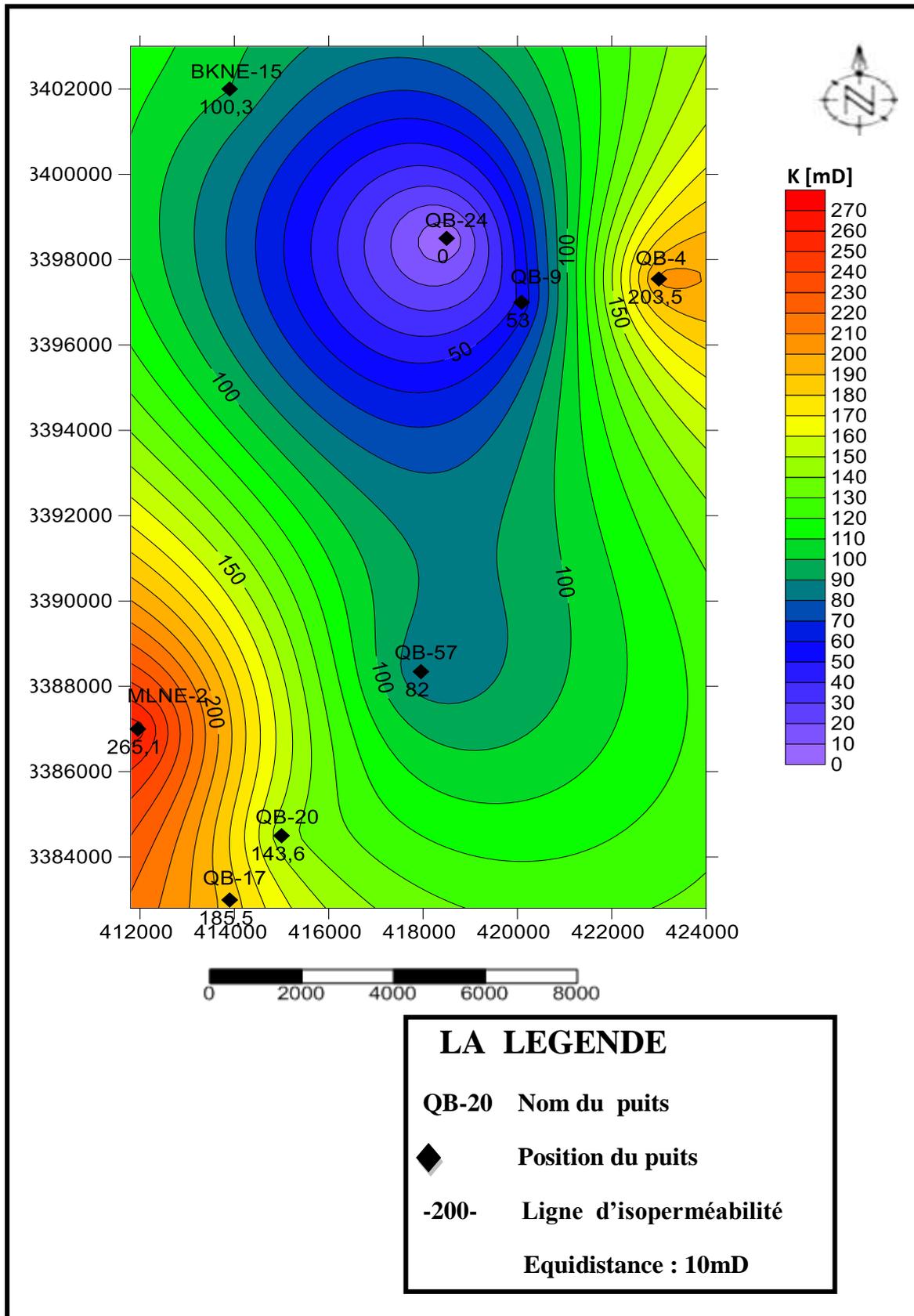


Fig. IV-9: Carte en isoperméabilités du TAGI.inf du champ d'Ourhoud

IV-4-2- Le TAGI moyen :

IV-4-2-1- La carte en isopaques :

D'après cette carte on constate une augmentation de l'épaisseur du réservoir TAGI dans la direction **Nord Est – Sud Ouest**, La valeur maximale de l'épaisseur est de **32 m** enregistrée au niveau du **puits QB-9**, le minimum est enregistré au niveau du **puits MLNE-2** avec une valeur de **09 m** (Fig. IV-10).

IV-4-2-2- La carte en isoépaisseurs utiles :

Ce paramètre s'annule dans la limite **Sud Ouest** du champ au niveau du puits QB-57..., on à des bonnes valeurs dans presque tout le secteur, vers le **Nord**, cette valeur décroît progressivement, le maximum est de **21 m** enregistré autour du **puits BKNE-12**(Fig. IV-11).

IV-4-2-3- La carte en isoporosité :

D'après cette carte on constate une augmentation de la porosité dans la direction **Est – Ouest**, l'augmentation est d'une façon concentrique, le maximum est enregistré avec une valeur **17,5%** autour du **puits MLNE-2**, le minimum est enregistré au niveau du **puits QB-4** avec une valeur **7%** (Fig. IV-12).

IV-4-2-4- La carte en isoperméabilité :

Dans la partie occidentale de ce champ la distribution de cette paramètre est relativement mieux par rapport à la partie centrale, le maximum est enregistré au niveau du **puits MNLE-2** avec une valeur de **590 mD**, la valeur est nulle au Nord du champ au niveau du puits **BKNE-12** (Fig. IV-13).

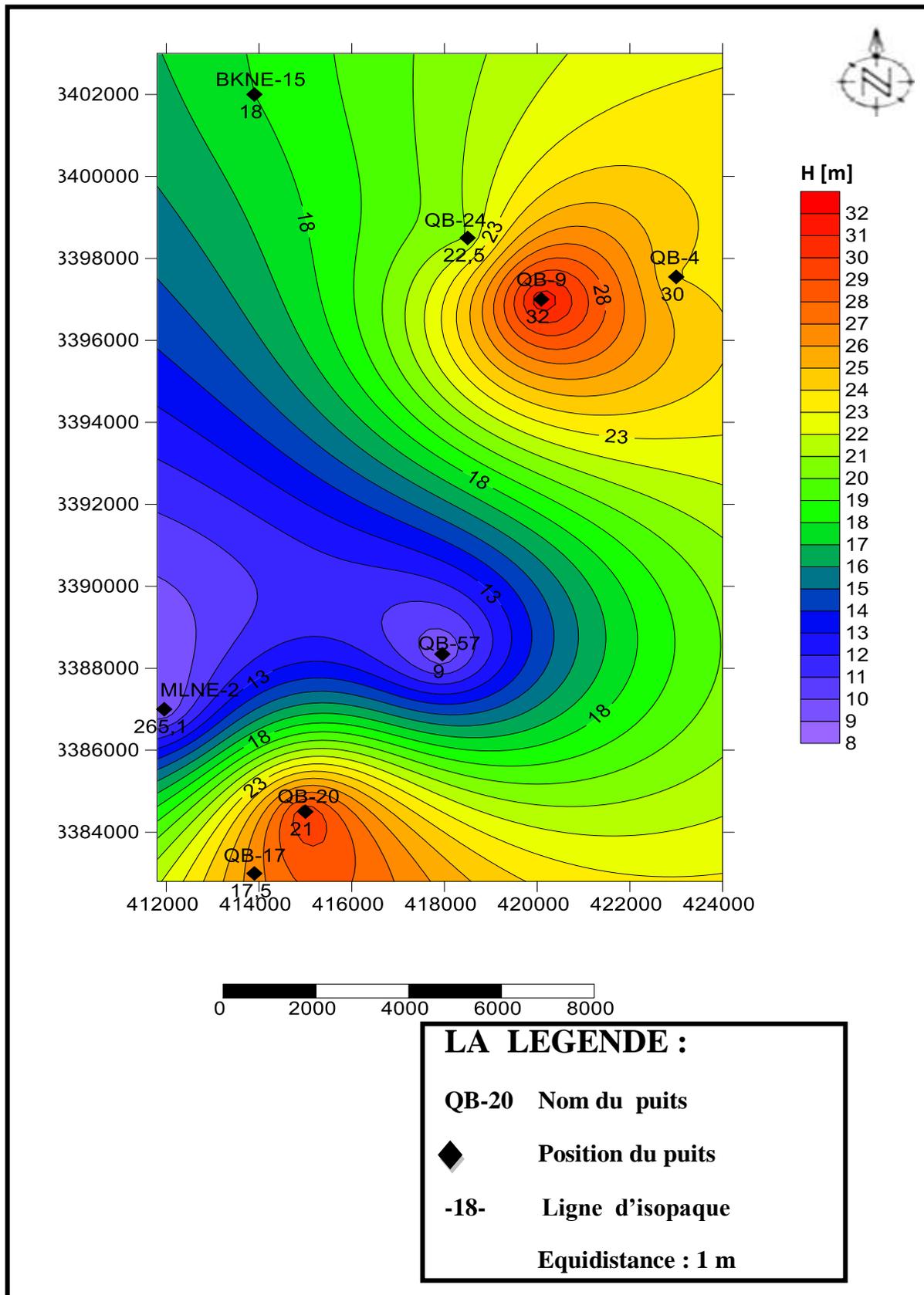


Fig. IV-10: Carte en isopaques du TAGI.moy du champ d'Ourhoud

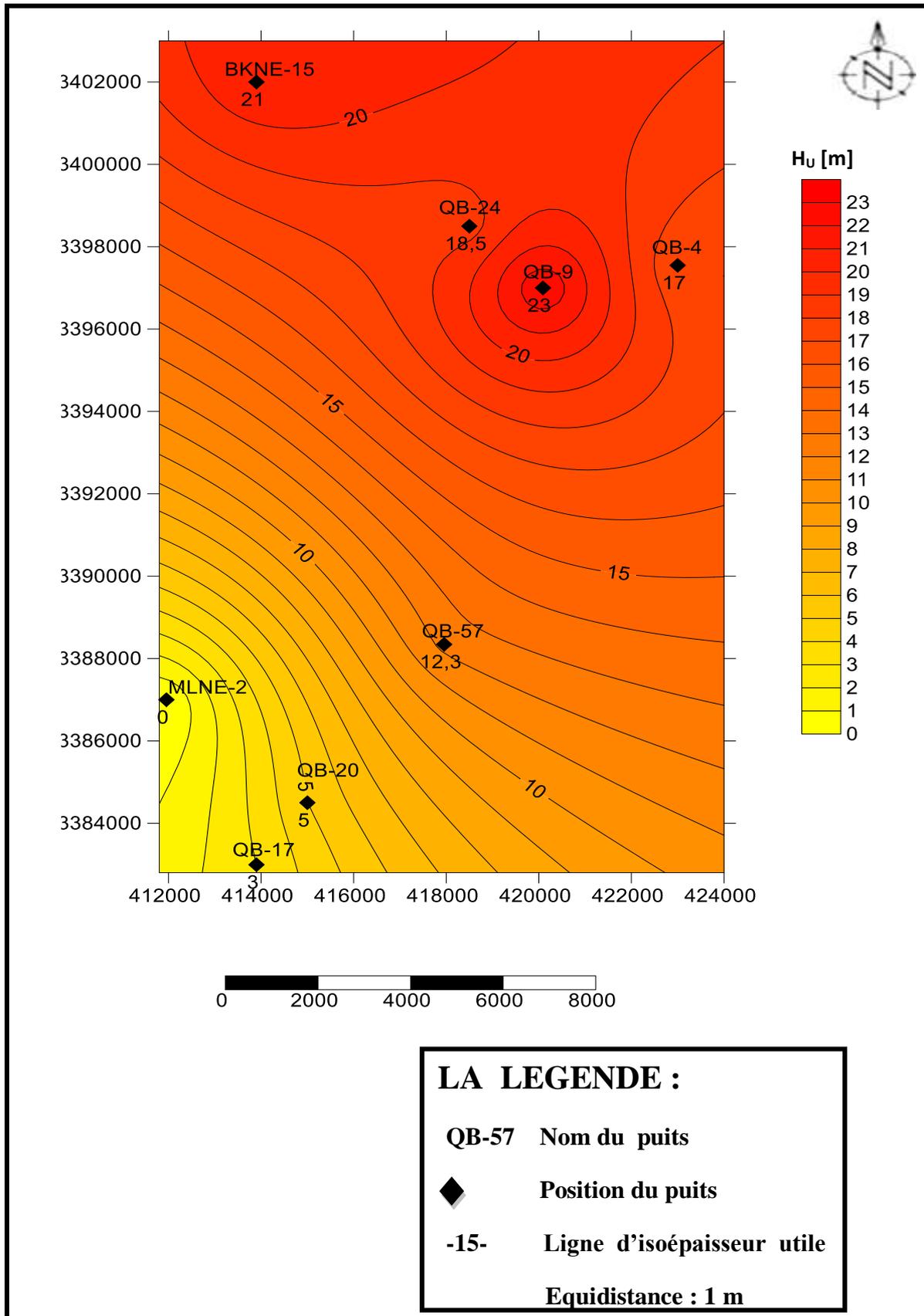


Fig. IV-11: Carte en isoépaisseurs utiles du TAGI.moy du champ d'Ourhoud

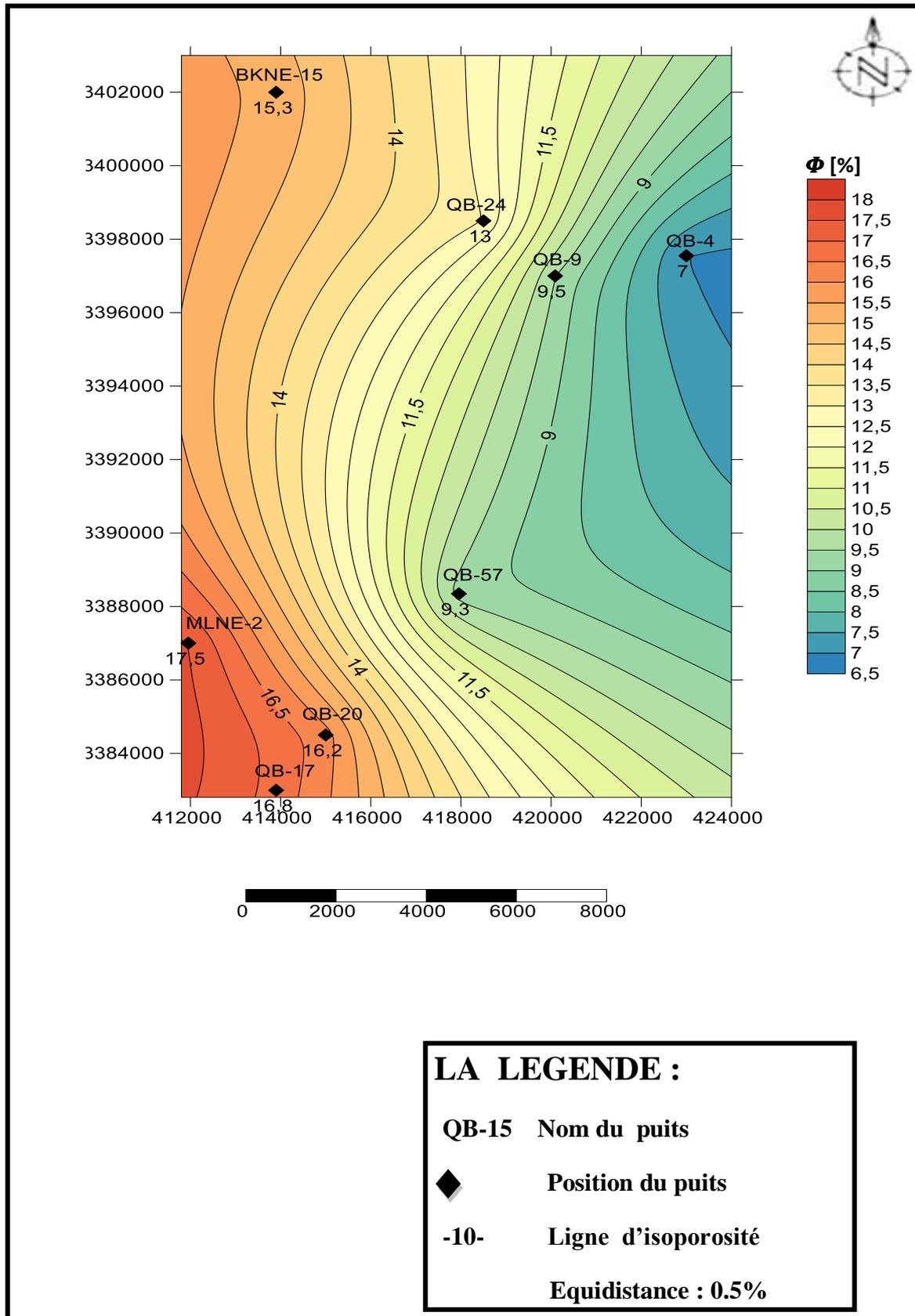


Fig. IV-12: Carte en isoporosités utiles du TAGI.moy du champ d'Ourhoud

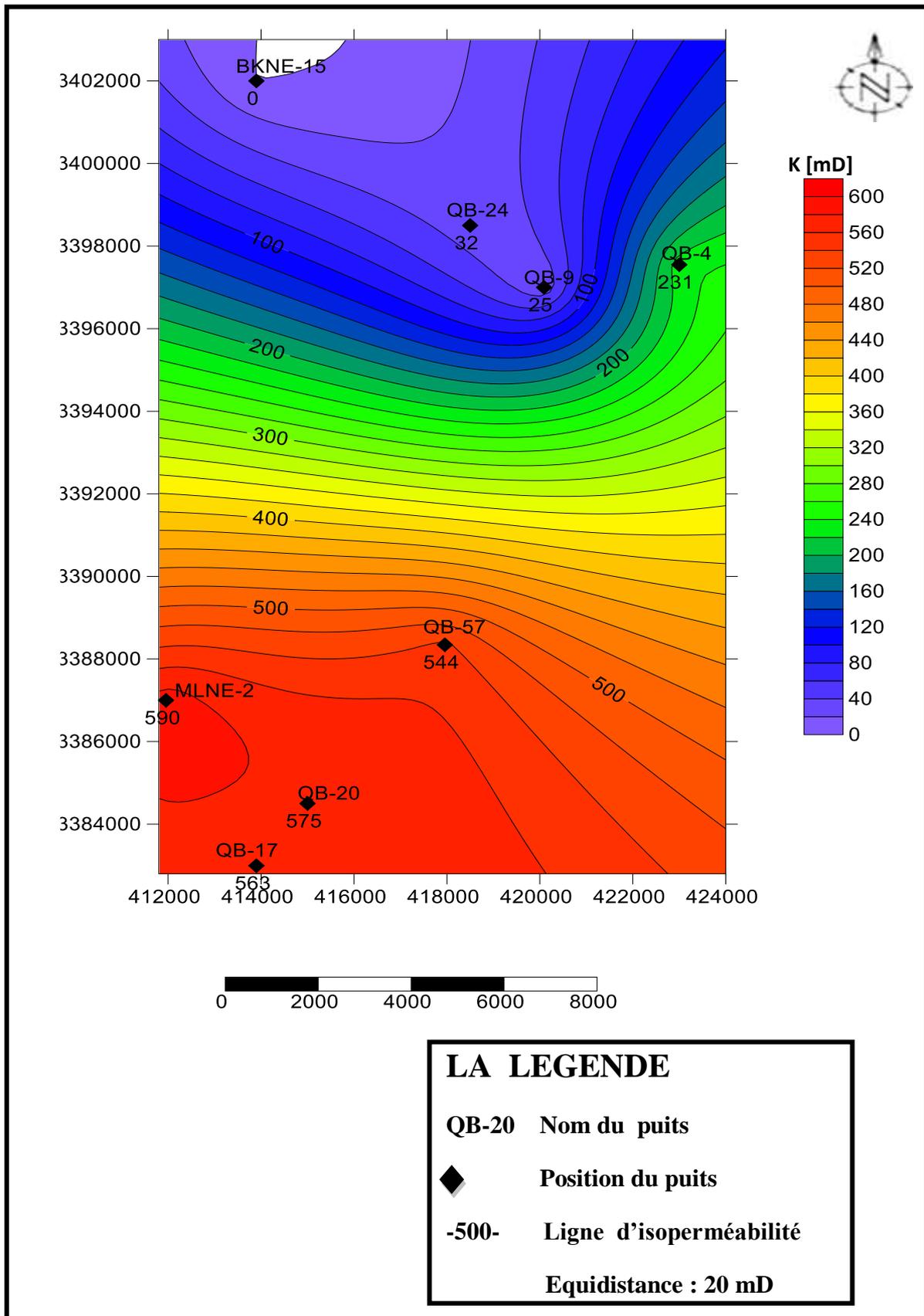


Fig. IV-13: Carte en isoperméabilités duTAGI.moy du champ d'Ourhoud

IV-4-3- Le TAGI supérieur :**IV-4-3-1- La carte en isopaques :**

Le minimum est enregistré au niveau du **puits QB-9** avec une valeur de **15 m**, de part et d'autre de ce puits, l'épaisseur augmente, le maximum est enregistré autour du **puits QB--20** avec une valeur de **42 m (Fig.IV-14)**.

IV-4-3-2- La carte en isoépaisseurs utiles :

Au niveau du **puits QB-9** l'épaisseur utile est nulle, en allant vers les autres parties du champ, ce paramètre augmente, le maximum est de **37m** enregistré au niveau du **puits QB-57 (Fig.IV-15)**.

IV-4-3-3- La carte en isoporosité :

Ce paramètre augmente progressivement de la partie Centrale du champ et de l'**Ouest** vers le **Sud Est**, le maximum est enregistré dans le puits **QB-57** avec une valeur de **16%**, le minimum est enregistré au niveau du **puits QB-9** avec une valeur de **9% (Fig.IV-16)**.

IV-4-3-4- La carte en isoperméabilité :

La valeur de ce paramètre est nulle autour du **puits BKNE-15 et MLNE-2**, au delà de ce puits dans la partie occidentale, ce paramètre augmente vers le **Sud Est**, le maximum est enregistré au niveau du **puits QB-57** avec une valeur de **350 mD (Fig.IV-17)**.

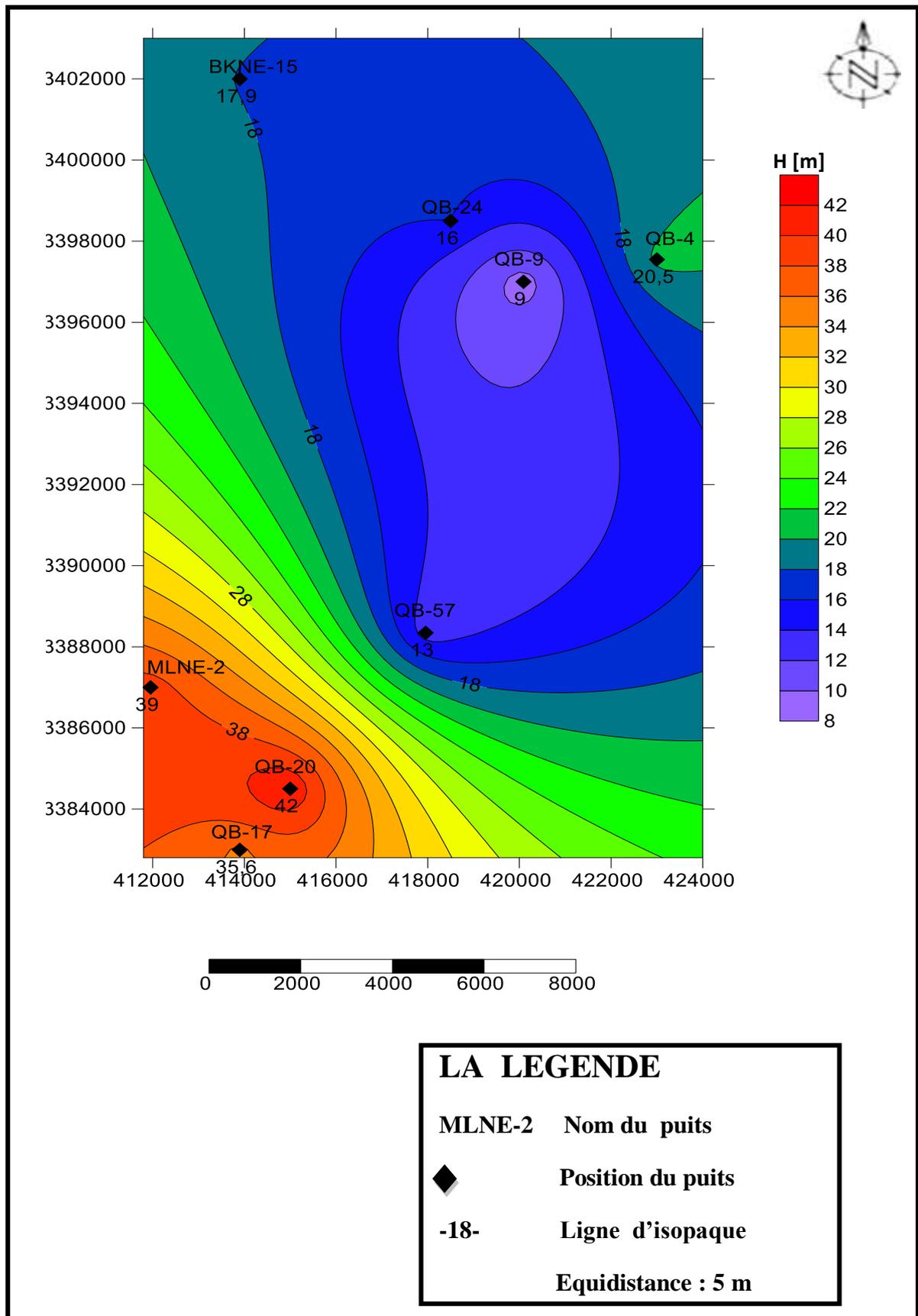


Fig. IV-14: Carte en isopaques duTAGI.sup du champ d'Ourhoud

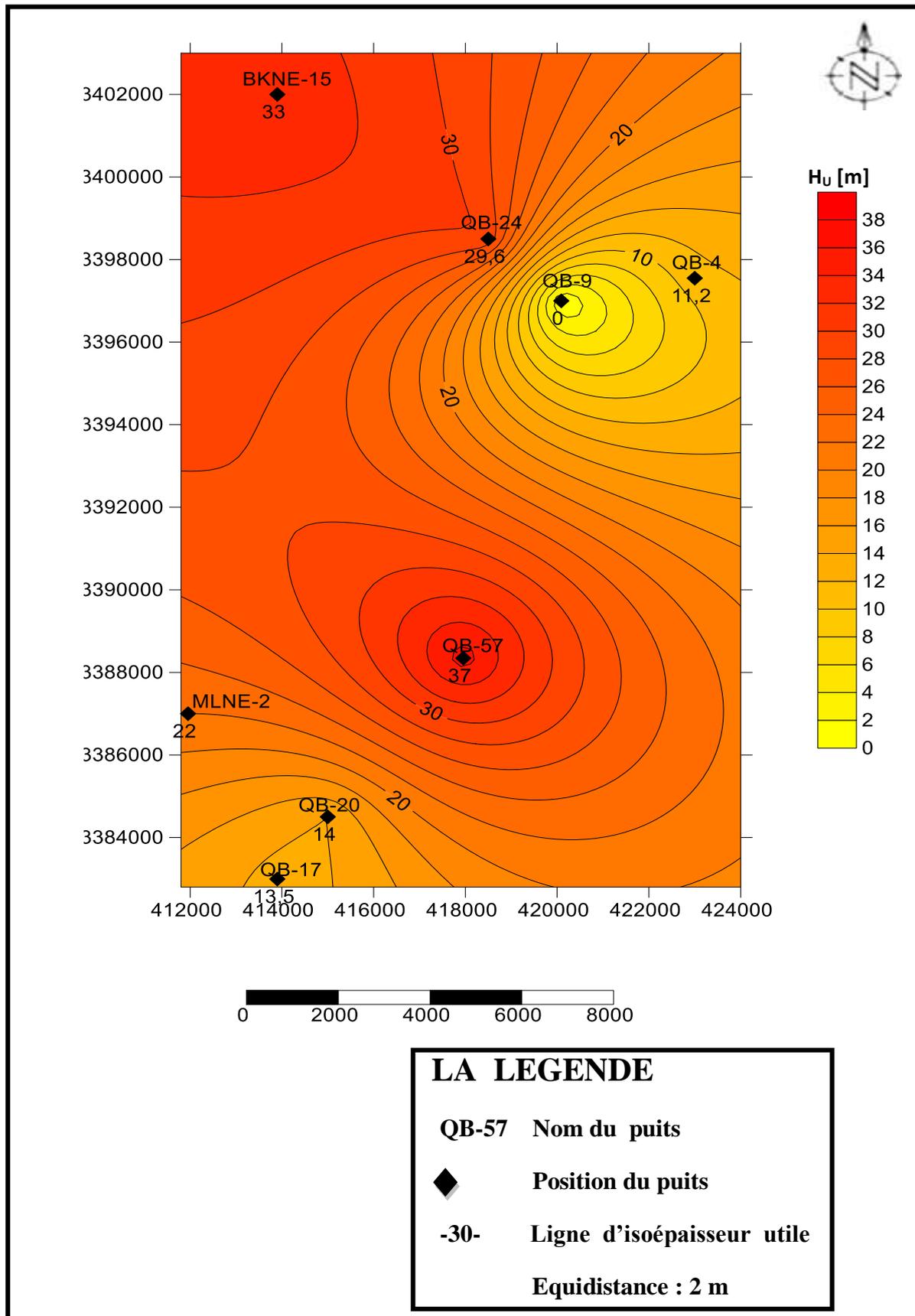


Fig. IV-15: Carte en isoépaisseurs utiles duTAGI.sup du champ d'Ourhoud

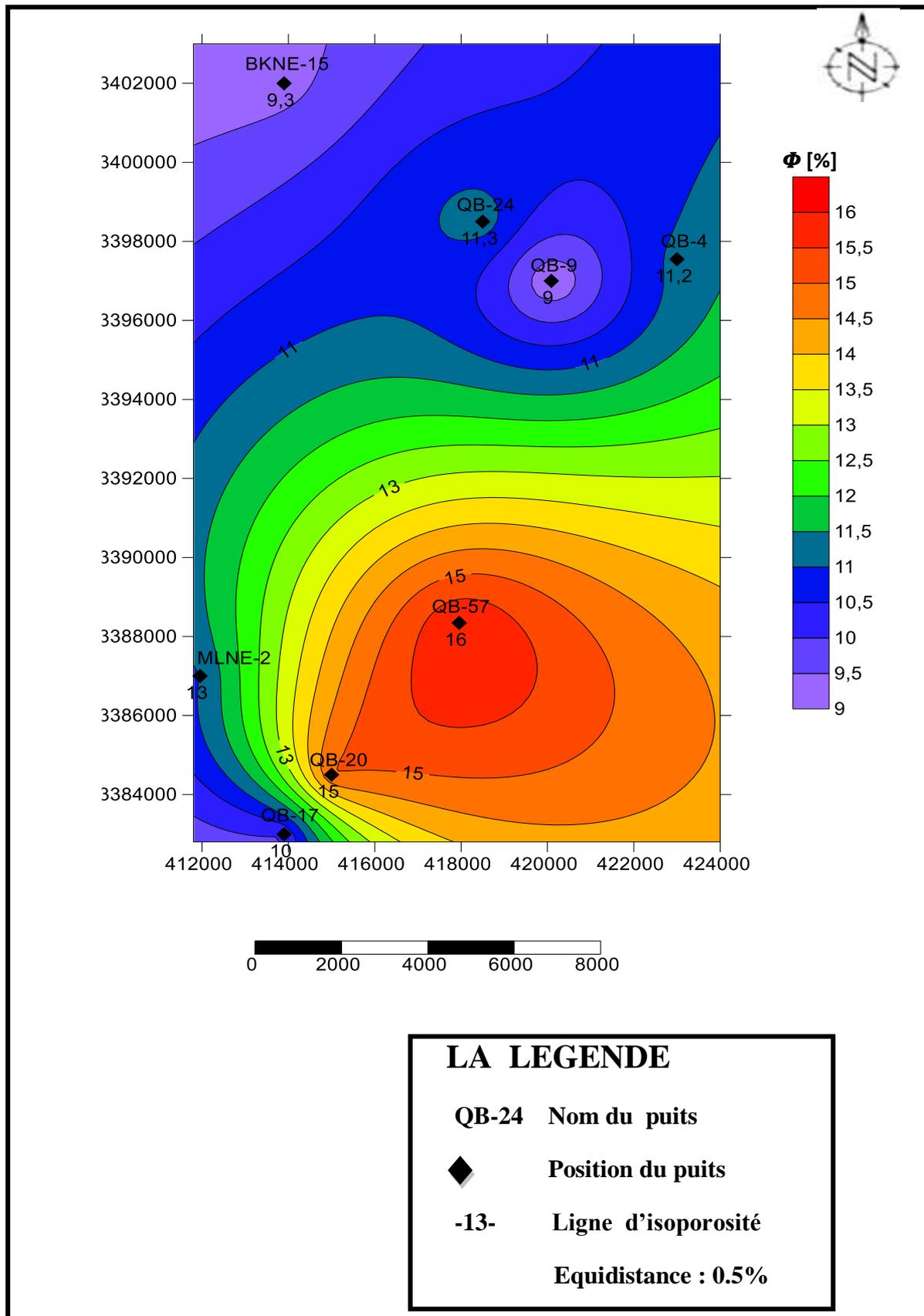


Fig. IV-16: Carte en isoporosités duTAGI.sup du champ d'Ourhoud

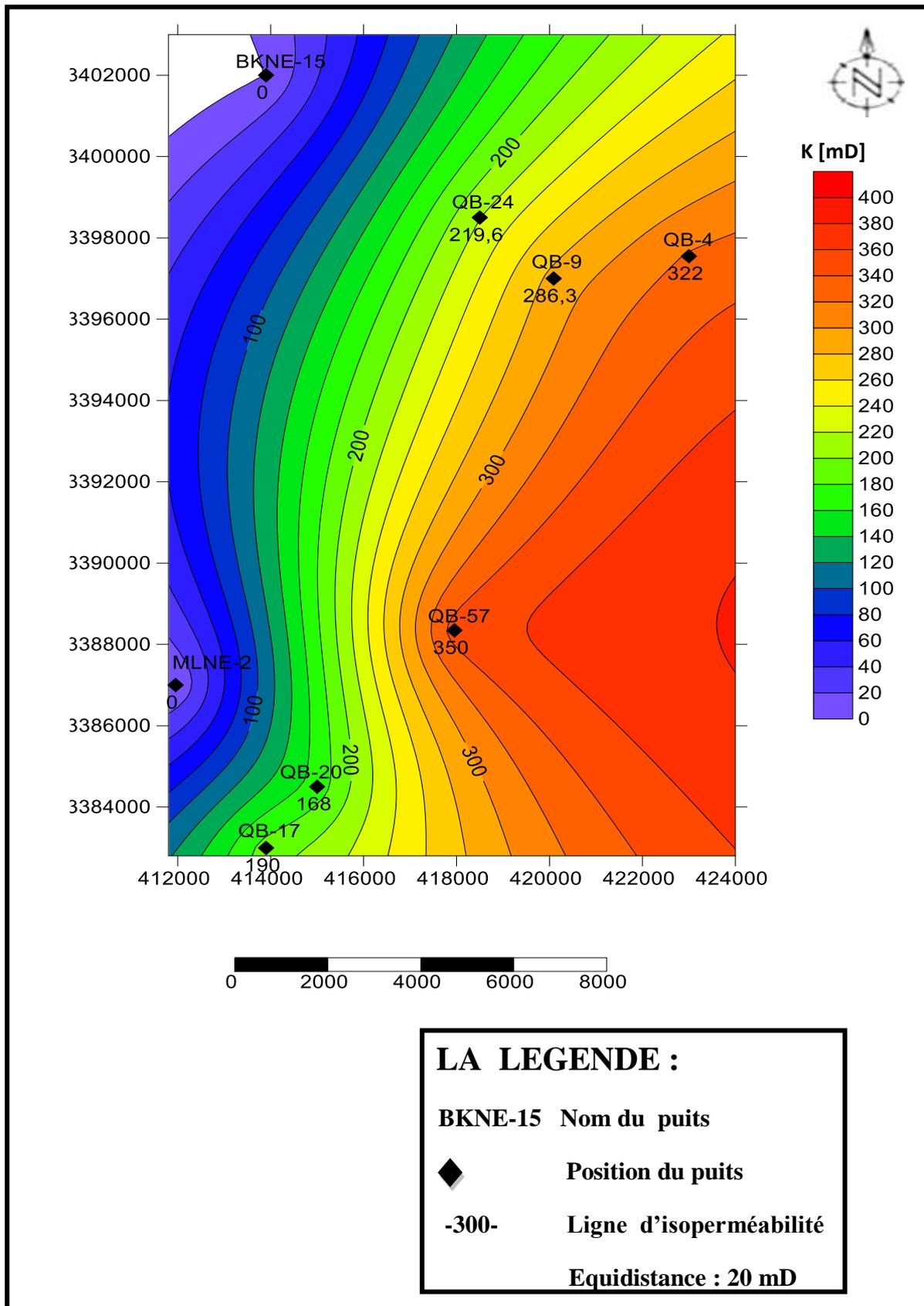


Fig. IV-17: Carte en isoperméabilités duTAGI.sup du champ d'Ourhoud

IV-5- Conclusion:

En comparant les valeurs des caractéristiques pétrophysique des différents niveaux constituant le réservoir **TAGI**, ainsi que les interprétations des cross sections à travers la région d'étude, on déduit que :

❖ La porosité contrairement à la perméabilité augmente de l'unité inférieure vers l'unité supérieure dans le réservoir TAGI, cela est dû à l'augmentation du pourcentage d'argile V_{sh} , ainsi à la pression lithostatique des couches.

❖ Les directions d'augmentation de ces paramètres sont toujours du **SO** et **NO** vers le **SE**, ça est dû au changement de lithologie (les variations dans les quantités d'Argiles et des grés) suivant de cette direction.

❖ D'après les cartes on donne les valeurs moyennes arithmétiques des paramètres pétrophysiques pour chaque unité du TAGI :

TAGI supérieur : $H_{moy} = 25$ m, $H_{U, moy} = 20$ m, $\Phi_{moy} = 13\%$, $K_{moy} = 200$ mD.

TAGI moyen : $H_{moy} = 16$ m, $H_{U, moy} = 13$ m, $\Phi_{moy} = 9\%$, $K_{moy} = 300$ mD.

TAGI inférieur : $H_{moy} = 14$ m, $H_{U, moy} = 11$ m, $\Phi_{moy} = 7\%$, $K_{moy} = 140$ mD.

Suite à ces valeurs, on constate que le **TAGI** moyen et supérieur ont des bons paramètres pétrophysiques par rapport au **TAGI** inférieur et donc le réservoir TAGI possède généralement des bonnes caractéristiques Pétrophysiques.

Chapitre V
Estimation des réserves

V-1- Introduction :

L'estimation des volumes en place se fait à différents stades de la vie d'un gisement, les données de base nécessaires à ce calcul ne sont pas toujours connues, d'où les différentes catégories d'accumulations que l'on est amené à considérer.

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de « **réserve** » employé par les Anglo-Saxons notamment, et qui signifie « **réserves récupérables** », c'est à dire les quantités d'huile et/ ou de gaz qui seront produite pendant l'exploitation du gisement. Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation, les quelles sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs.

V-2- Les différentes Classifications de quantités en place :

Les quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Lorsqu'un gisement a été découvert, un premier calcul rapide est fait pour estimer l'ordre de grandeur du volume d'hydrocarbures en place. Les données étant pas très nombreuses à partir d'un seul forage, elles ne pourront fournir qu'une première évaluation très grossière.

Cette estimation sera reprise lorsque tous les résultats faisant suite à la découverte auront été analysés : interprétation fine des diagraphies, des mesures pétrophysiques, analyse PVT, interprétation géophysique et éventuellement géologique.

La première et/ ou la deuxième estimation vont permettre la prise de la décision de forer un ou plusieurs autres puits d'extension, lesquels auront pour premier but de préciser la connaissance générale du gisement et ensuite de participer si possible à la production.

Faisant suite à ces nouveaux forages, la nouvelle estimation des quantités en place sera beaucoup moins grossière, son appréciation ainsi d'ailleurs que celle des caractéristiques pétrophysiques et des fluides et notamment la position des interfaces-étant nettement améliorée.

Enfin, le développement du gisement commencé, chaque nouveau puits apportera sa récolte d'informations nouvelles qui viendront s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation déjà faite des quantités en place. Ainsi, en réalité, ces évaluations se font de façon plus ou moins contenue tout au long de la vie du gisement et l'estimation de l'accumulation ne sera vraiment précisée qu'à la fin de la phase de développement du champ.

Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluide « prouvés », « probables » et « possibles » pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines. Il

faut préciser qu'à l'échelle d'un bassin, ces notions peuvent être différentes : notion d'accumulations espérées à partir de réservoirs aujourd'hui inconnus. Ces trois catégories sont :

V-2-1- L'huile ou gaz en place prouvée:

Il s'agit là des volumes d'hydrocarbures dont la présence est à considérer certaine, elle repose généralement sur des données de puits.

V-2-2- L'huile ou gaz en place probable:

Représente les réserves où les interprétations tant statistiques (diagraphiques, géophysiques) que dynamiques (pression) permettent de considérer ces zones comme imprégnées, sans que l'on puisse l'affirmer avec une entière certitude.

V-2-3- L'huile ou gaz en place possible:

Les incertitudes existe tant sur certains paramètres (interface, extension du faciès) sont telles que l'existence d'hydrocarbures dans certaines zones est très problématique, mais ne peut être définitivement exclue.

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Mais surtout cette classification est différente d'une école à l'autre:

- D'après la classification **Russe**, nos réserves sont classées « **catégorie A** ».
- D'après la classification **Française**, nos réserves sont classées réserves géologiques en couche récupérable.
- D'après la classification **Américaine**, nos réserves sont classées, réserve prouvée récupérable.

V-3- Calcule des réserves :

Dans cette partie nous aurons à évaluer les réserves d'hydrocarbures du gisement d'Ourhoud (réservoir série inférieure) par la méthode volumétrique.

Cette méthode est utilisée pour l'évaluation des réserves d'huile en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode est d'être utiliser pour n'importe quel régime de production et à n'importe quel stade d'exploitation.

Le sens mathématique de cette méthode s'exprime par la formule suivante:

$$Q_{rec} = F. Hu. \Phi. So. B_o. \rho. \gamma$$

(en million de tonnes)

Où:

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

F : Surface de la zone d'huile en m².

H_u : épaisseur effective pétrolifère moyenne de la couche en m.

Φ : Coefficient moyen de porosité ouverte de la couche réservoir en %.

S_o : Coefficient moyen de saturation en huile en %.

B_o : facteur volumétrique

ρ : Densité moyenne de l'huile dans les conditions de la surface du sol en tonnes/m³

γ : coefficient de récupération en fractions d'unité.

V-3-1- Détermination des différents paramètres :

V-3-1-1- Calcule le volume total :

V-3-1-1-a- Calcul de la surface de la zone d'huile:

Sur la carte en isobathes (**Fig. IV-1**) la surface de la zone d'huile est celle délimitée par le contour eau-huile (**-3056m**), on détermine la superficie d'après les données de forage, les essais des puits.

On mesure la superficie productive à l'aide d'un planimètre sur le plan de calcul de la couche productive, séparément pour les secteurs ayant des catégories différentes.

On mesure les superficies productives entre les limites plusieurs fois par un planimètre pour assurer une certaine précision.

La surface productive a été évaluée à : **F = 263,4Km²**

V-3-1-1-b- Calcul de l'épaisseur effective pétrolifère :

L'épaisseur effective pétrolifère se calcule comme une moyenne arithmétique de formule générale :

$$H_{U,moy} = (h_1 + h_2 + \dots + h_n) / n.$$

D'où :

h_1, h_2, \dots, h_n : les épaisseurs moyennes de réservoir au niveau des puits.

Après avoir fait les calculs, on a abouti au résultat suivant : **H_{u, moy} = 21,38m.**

Donc le **volume total égale 5631492 m³.**

V-3-1-2- Calcul du coefficient de porosité ouverte :

Après avoir éliminé les valeurs inférieures au cut off, on calcule le coefficient de porosité ouverte comme une moyenne géométrique, car la couche productrice (série inférieure) se caractérise par une grande hétérogénéité se caractérise par une lithofaciale donc :

$$\Phi_{u,moy} = \sqrt[n]{\Phi_1 * \Phi_2 * \dots * \Phi_n}$$

D'où :

$\Phi_{u,moy}$: moyenne géométrique de la porosité.

$\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \Phi_n$: porosité moyenne au niveau de chaque puits.

Après avoir fait les calculs, on a abouti au résultat suivant :

$\Phi_{u,moy} = 0.136$ ou **13.6 %**

V-3-1-3- Evaluation de la saturation en huile du gisement:

La relation entre la quantité des fluides contenus dans les pores et le volume des pores s'appelle saturation. Les mesures de saturation au laboratoire ne sont pas faites pour tous les puits c'est pourquoi nous avons utilisé les valeurs moyennes de saturation mesurées à l'aide des diagraphies.

$$S_{o,moy} = 1 - S_w$$

$$S_{o,moy} = 0.582$$
 ou **58.2 %**

V-3-1-4- facteur volumétrique (B_o) :

Ce facteur calculé selon la formule : $1/FVF$ (FVF =facteur volumétrique de fond)

$$B_o = 1/1,233 = 0,811$$

V-3-2- L'application de la méthode volumétrique :

V-3-2-1- Les réserves en place :

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule citée au part avant, on peut déterminer les réserves d'huile en place (Q_0) d'où:

$$Q_0 = V_t \cdot \Phi \cdot S_o \cdot B_o \cdot \rho$$

Sachant que la densité d'huile est de 0.813 t / m^3 donc :

$$Q_0 = 2,9390896 \cdot 10^5 \text{ tonnes d'huile.}$$

V-3-2-2- Les réserves récupérables :

Pour le calcul de ce réserve il faut déterminer le coefficient de récupération, Pour le gisement d'Ourhoud ce coefficient adopté par Sonatrach qui est égale à 59% (avec injection d'eau suivie de l'injection de gaz miscible). Donc le réserve récupérable est :

$$Q_{rec} = 1,73 \cdot 10^5 \text{ tonnes d'huile.}$$

Les résultats finals sont résumés dans le tableau suivant :

paramètre	F	V _t	Hu, moy	Φ u, moy	S ₀ , moy	B ₀	Q ₀	Q _{rec}
résultat	263,4Km ²	5631492 m ³	21,38m	13.6 %	58.2 %	0,811	2,9390896*10 ⁵ tonnes	1,73*10 ⁵ tonnes

Tab-5: Les résultats de calcul de réserve

V-4- Conclusion:

On classe ces réserves dans la catégorie A car dans le gisement d'Ourhoud la majorité des conditions citées dans les critères de reconnaissance de la catégorie A ont été déterminés.

Le calcul de la surface a été effectué par un planimètre.

Les épaisseurs utiles sont évaluées d'après les données des diagraphies, c'est pour cette raison qu'on a une différence avec les estimations de Sonatrach.

Ces réserves calculées à l'aide des données actualisées pouvant augmenter avec l'augmentation de la surface du périmètre de champ d'Ourhoud.

Conclusion et recommandations

Conclusion

Le champ d'Ourhoud se situe dans la province triasique, au Sud-Est du Sahara Algérienne. Cette région a la configuration d'une dépression intracratonique localisé dans le grand Erg oriental, limité à l'ouest par le dorsale d'Amguide El Biode et le mole de Tihenboka à l'est.

Au niveau de cette région, nous avons un piégeage de type stratigraphique, dont la roche mère est le dévonien et silurien, la roche réservoir est le trias.

L'interprétation diagraphique, pétrophysique ainsi que la description sommaire de carottes nous confirme que le réservoir TAGI reste complètement dans la partie à l'huile, au dessus du contact huile/eau.

Les cartes isobathes du réservoir TAGI, montre bien la réduction des épaisseurs des formations en direction de l'Est et de Sud-Est.

Les cartes Iso paramètres établies pour les réservoirs du TAGI donnent des bonnes indications pour suivre le programme de forage dans le champ Ourhoud.

Malgré la diminution de l'épaisseur des grés utiles pour le réservoir (SI) vers Nord-Est, il reste néanmoins riche en hydrocarbures. Les paramètres pétrophysiques moyens sont bons vers SE, avec des porosités allant de 11,4% à 14,8%.

L'évolution spatiale des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI (porosité, perméabilité) est représentée sous forme des cartes. L'interprétation de l'ensemble des cartes établies montre des variations spectaculaires des ces paramètres qui dépendent essentiellement des caractéristiques lithologiques du membre.

Le TAGI moyen et supérieur ont des bons paramètres pétrophysiques par rapport au TAGI inférieur, donc le réservoir TAGI possède généralement des bonnes caractéristiques Pétrophysiques.

Ces réserves calculées à l'aide des données actualisées pouvant augmenter avec l'augmentation de la surface du périmètre de champ d'Ourhoud.

Recommandations

Une correction de mesure sur carottes est recommandée car elle reste le seul moyen de caractérisation des paramètres pétrophysiques.

Cela nous permettra d'obtenir une meilleure étude de porosité et de perméabilité qui contrôlent la production au niveau de réservoir TAGI.

Bibliographie

Bibliographie

- **ASHTON B.** (2005) - Sedimentological review of the Triassic Argilo Gréseux Inférieur within the Ourhoud Field, Berkine Basin, Algeria (Rapport inédit).
- **ASHTON B.** (2005) - Sedimentology Study of the Triassic Argilo- Gréseux Inférieur (TAGI) Formation within wells QB-19, QB-24, QB-31 and QB-42, of the Ourhoud Field, Onshore Algeria (Rapport inédit).
- **BENZIANE Yassine(2008)** : Interprétation sismique et réduction des incertitudes sur le toit du TAGI cas d'Ourhoud (bassin de Berkine). Mémoire fin d'étude UNIV Boumerdes.
- **BOUDJEMAA. A (1987)** : Evolution structurale du bassin pétrolier-triasique- du Sahara nord oriental. Algérie. Université Paris Orsay, thèse doctorat.
- **Groupe subsurface (mars 2002)** : Plan de Développement du Réservoir – Prévisions à 30ans. Organisation OURHOUD.
- **Guillau M. A (1977)** : introduction à la géologie quantitative. Masson. Paris.
- **HACINE Rachid (2009)** : diagraphies. IAP Boumerdes.
- **LOPEZ S.** (2003)- Modélisation de réservoirs chenalisés méandriiformes : Approche génétique et stochastique. Thèse Doct., Ecole de mines de Paris (France)
- **Manuel de diagraphies** : (rapport interne SH/DP/ORH).
- **O SERRA. (1984)**: Fundamentals of well-log interpretation, Elsevier science publishers, 1 et 2, diagraphies.
- **OUDJIDA Aziz (2003)**: geologically oriented reservoir modeling of a fluvio-deltic reservoir: the TAGI of the OURHOUD field, BERKIN basin, Algeria. Anadarko Algeria company, London.
- **O.VIZIKA (2004-2005)**: petrophysics. Institut française du pétrole.
- **WEC (Well Evaluation Conferences) (2005)** - (Rapport inédit).
- **WEC (Well Evaluation Conferences) (2007)** - (Rapport inédit).
- **YAHY N., SCHAEFER R.G. & LITTKER R.** (2001) - Petroleum Generation and Accumulation in the Berkine Basin, Eastern Algeria, American Association of Petroleum Geologists Bull. V.